

REGIERUNGSRAT

Regierungsgebäude, 5001 Aarau
Telefon zentral 062 835 12 40
Fax 062 835 12 50
regierungsrat@ag.ch
www.ag.ch/regierungsrat

Per E-Mail

Bundesamt für Energie

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026; Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) das Vernehmlassungsverfahren zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 eröffnet.

Der Regierungsrat des Kantons Aargau dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Vorlage Stellung nehmen zu können und äussert sich wie folgt.

1. Ausgangslage

Die Verordnungsänderungen des BFE betreffen

- die Energieverordnung (EnV),
- die Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV),
- die Stromversorgungsverordnung (StromVV) und
- die Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW).

Mit den Änderungen werden erstmals Zwischenziele gemäss Art. 2 Abs. 4 des Energiegesetzes (EnG) für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbarer Energie festgelegt (EnV), Bestimmungen bezüglich der Erhebung von energiewirtschaftlichen Daten im Zusammenhang mit einer Energiemangellage konkretisiert (StromVV und VOEW) sowie moderate Anpassungen am Förderregime für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien vorgenommen (EnFV). Darüber hinaus wird die Finanzierung von Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftwerken im Rahmen des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) und des Bundesgesetzes über die Fischerei (BGF) durch den Bund neu nach Hoheitsanteil geregelt (EnV).

2. Beurteilung der Vorlage

Zu den Technologiezielen

Mit der Annahme des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, dem sogenannten "Stromgesetz", im Juni 2024, wurden im Energiegesetz anstelle von Richtwerten Ziele zum Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbarer Energie festgelegt, welche deutlich über den vormals festgehaltenen Richtwerten liegen. Um die ambitionierten Ziele erreichen zu können, wird der Bundesrat angehalten, alle fünf Jahre gesamthaft und für einzelne Technologien Zwischenziele zu formulieren.

Der Kanton Aargau setzt sich mit seiner Strategie energieAARGAU für eine sichere, technologieoffene, nachhaltige und diversifizierte Energieversorgung ein. Er ist überzeugt, dass damit die Herausforderungen der Energiewende, insbesondere die Sicherstellung der Versorgungssicherheit unter wirtschaftlichen und ökologischen Bedingungen (Energie-Trilemma) am besten angegangen werden können. In seiner aktuellen energieAARGAU aus dem Jahr 2015 und insbesondere in der derzeit in Anhörung befindlichen Revision adressiert er diese Herausforderungen mit den Hauptzielen 1 "Erhalt der Versorgungssicherheit" und 2 "Ausbau erneuerbare Stromproduktion".

Die Vorlage geht von einem linearen Wachstum der Produktion von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien¹ (nEE) von 6,8 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2023 auf 35 TWh bis 2035 aus. Das entspricht einer jährlichen Zuwachsrate von 2,35 TWh. Entsprechend müssen bis im Jahr 2030 23,25 TWh elektrische Energie mit nEE erzeugt werden. Der Regierungsrat erachtet dies zwar als ambitioniertes, jedoch im Rahmen der Vorgaben aus dem Energiegesetz, als sinnvolles Ziel.

In der Vorlage werden für den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie Zwischenziele festgelegt, welche der Regierungsrat ausdrücklich begrüsst. Für die Geothermie sowie auch die Biomasse wird auf eine Zielsetzung bis 2030 verzichtet. Der Regierungsrat kann nachvollziehen, dass eine Zielsetzung für Geothermie bis 2030 angesichts fehlender Referenzprojekte verfrüht wäre. Gleichzeitig weist er auf das geothermische Potenzial im Kanton Aargau hin. Dieses wird durch zahlreiche Analysen im schweizweiten Vergleich als hoch eingeschätzt und der Regierungsrat ist bestrebt die Nutzung dieses Potenzials durch günstige Rahmenbedingungen sowie durch bereitgestellte Grundlagen zu fördern. Biomasse ist ein sehr heterogener Ausgangsstoff. Je nach Ausgangsstoff kann Biomasse energetisch in Form von Wärme, Strom und/oder Biogas verfügbar gemacht werden. Das nachhaltige Potenzial² der energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz ist beschränkt. Das ZERO Basis-Szenario der Energieperspektiven 2050+ geht von einer Verdoppelung bis Verdreifachung der Elektrizitätsproduktion aus Biomasse (Holz) und Biogas aus, von 0,5 TWh im Jahr 2019 auf 1,4 TWh im Jahr 2050. Biomasse kann aufgrund seiner Lagerfähigkeit als Biomasse selbst oder nach der Umwandlung zu Methan einen wichtigen Beitrag zum Winterstrombedarf leisten. Gleichzeitig kann Biomasse auch für die Wärmeversorgung eingesetzt werden. Der entsprechende Einsatz für die energetische Nutzung ist stark abhängig von den örtlichen Begebenheiten. Eine Zielsetzung für die Produktion von Elektrizität aus Biomasse könnte deshalb zu einer ineffizienten Allokation des Ausgangstoffes führen (zum Beispiel Energieholz für die Produktion von Elektrizität ohne Nutzung der Abwärme) sowie ein falscher Anreiz direkter energetischer Verwertung von stofflich nutzbarer Biomasse entstehen. Einer Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse steht der Regierungsrat grundsätzlich positiv gegenüber. Für die Bestimmung der Zwischenziele für Elektrizität aus Biomasse nach 2030 soll der Bundesrat mögliche, ineffiziente Allokationen und falsche Anreize hinsichtlich stofflich nutzbarer Biomasse explizit prüfen und bei der Zielgebung berücksichtigen.

¹ Neue erneuerbare Energien umfassen erneuerbare Energiequellen ohne Wasserkraft

² Das nachhaltige Potenzial wird gegenüber einem theoretischen Potenzial durch gesellschaftspolitische und technisch-ökonomische Anforderungen eingeschränkt

Wünschenswert wäre die Ergänzung eines differenzierten Ansatzes zur Förderung der energetischen Verwertung von Biomasse, welche bereits mehrfach stofflich genutzt wurde (zum Beispiel energetische Verwertung von Recycling-Holz)

Mit der stark stochastischen, tageszeitlich und saisonal unterschiedlichen Einspeisung von Elektrizität aus nEE akzentuiert sich die Dringlichkeit taugliche Speicherkapazitäten für elektrische Energie zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu schaffen. Der Regierungsrat ist grundsätzlich der Ansicht, dass förderliche Vorgaben zur Speicherung von elektrischer Energie und die finanzielle Förderung von Speichertechnologien in den einschlägigen Gesetzen stark untervertreten sind, zumal Art. 8 Abs. 1 EnG die Wichtigkeit von Speicherkapazität für die Versorgungssicherheit hervorgehoben wird. Er spricht sich dafür aus, dass Grundlagen und Ziele für den Ausbau von Speicherkapazitäten in geeigneter Weise auf Gesetzes- und Verordnungsebene geschaffen beziehungsweise gesetzt werden und die Förderung gestärkt wird. Insbesondere, aber nicht abschliessend, sollen Anpassungen im Energiegesetz Kapitel 1 ("Zweck, Ziele und Grundsätze"), Kapitel 2, Abschnitt 2 ("Raumplanung und Ausbau erneuerbarer Energien"), Kapitel 5 ("Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen"), Kapitel 9 ("Förderung") und im Stromversorgungsgesetz Kapitel 2, Abschnitt 2 ("Sicherstellung der Versorgung") und Kapitel 3, Abschnitt 2 ("Netzzugang und Netznutzung") geprüft und umgesetzt werden.

Antrag

Zwischenziele nach 2030 für Elektrizität aus Biomasse sind auf eine allfällige ineffiziente Allokation der Biomasse zur Produktion von Elektrizität und falsche Anreize hinsichtlich stofflich nutzbarer Biomasse zu überprüfen und entsprechend festzulegen. Die Einführung von Zwischenzielen für Geothermie ist zu einem späteren Zeitpunkt zu erwägen.

Antrag

Eine Botschaft für Anpassungen im Energiegesetz Kapitel 1 ("Zweck, Ziele und Grundsätze"), Kapitel 2, Abschnitt 2 ("Raumplanung und Ausbau erneuerbarer Energien"), Kapitel 5 ("Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen"), Kapitel 9 ("Förderung") und im Stromversorgungsgesetz Kapitel 2, Abschnitt 2 ("Sicherstellung der Versorgung") und Kapitel 3, Abschnitt 2 ("Netzzugang und Netznutzung") zum Ausbau der Speicherkapazität ist auszuarbeiten und im Sinne der Versorgungssicherheit in Vernehmlassung zu bringen.

Zur Finanzierung von Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen

Inhaber einer Wasserkraftanlage sind gemäss Art. 83a GschG verpflichtet, Massnahmen zum Management des Geschiebehaushalts (Art. 43a GschG) und von Schwall und Sunk (Art. 39a GschG) innerhalb von 20 Jahren nach Inkrafttreten der Bestimmung umzusetzen. Ebenso erwachsen Inhabern von Wasserkraftanlagen Verpflichtungen gemäss Art. 10 BGF bezüglich der Fischgängigkeit. Art. 34 EnG regelt, dass die Kosten für die Sanierungsmassnahmen (nachfolgend auch Sanierung) dafür vollständig durch den Bund getragen werden. Für Grenzwasserkraftanlagen soll neu gelten, dass diese Kosten nur für den schweizerischen Hoheitsanteil übernommen werden. Gemäss Art. 13 Abs. 1 des Übereinkommens zum Schutz des Rheins trägt jede Vertragspartei die auf ihrem Hoheitsgebiet anfallenden Kosten selbst. Die vollständige Entschädigung der Sanierungskosten bei Grenzwasserkraftanlagen allein durch die Schweiz würde zu Mehrkosten in der Grössenordnung von etwa 200 Millionen Franken führen.

Der Regierungsrat spricht sich ausdrücklich dafür aus, dass Anrainerstaaten Kosten für Sanierungsmassnahmen, welche im Sinne des Übereinkommens zum Schutz des Rheins realisiert werden, nach Hoheitsanteilen übernehmen. Die geplante Änderung von Anhang 3, Ziffer 3.2 der EnV zur Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils bei GSchG-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen sieht jedoch nicht vor, dass die Kosten für die Sanierung der nicht-schweizeri-

schen Hoheitsanteile durch die Anrainerstaaten getragen werden. Vielmehr würden Kosten automatisch bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen anfallen, da die Kosten mit der neuen Regelung nicht mehr anrechenbar wären. Kosten der Sanierung dürfen aber in keinem Fall bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen, den Kantonen oder anderen ausser den Anrainerstaaten oder von diesen bestimmten Körperschaften anfallen. Der Regierungsrat fordert den Bundesrat auf, unverzüglich Verhandlungen mit den Anrainerstaaten betreffend der Beteiligung an der Finanzierung der Sanierungskosten aufzunehmen. Zudem verstösst die geplante Änderung von Anhang 3, Ziffer 3.2 der EnV gegen den Grundsatz in Art. 34 EnG. Laut Bundesgericht gilt dieser Grundsatz auch bei Grenzkraftwerken (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen). Eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil erachtet das oberste Schweizer Gericht als nicht zulässig.

Art. 34 EnG geht auf den Gegenentwurf zur Volksinitiative "Lebendiges Wasser" zurück. Durch die volle Erstattung der Sanierungskosten sollten erstens die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber gewahrt und zweitens verhindert werden, dass finanzielle Diskussionen die Umsetzung der Sanierungen behindern. Die Defizite bei Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe sollten bei allen bestehenden Kraftwerken und unabhängig von der Konzessionssituation mittels entschädigter, verhältnismässiger Massnahmen behoben werden. Wird bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Hoheitsanteil der anfallenden Kosten entschädigt, führt dies zu sehr hohen Investitionskosten bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen, die in der Regel von den Anrainerstaaten nicht entschädigt werden. Dadurch ist sehr wahrscheinlich, dass grosse Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken nicht realisiert werden. Dies widerspricht jedoch der Absicht von Art. 34 GSchG sowie den Anforderungen aus der Gewässerschutz- und Fischereigesetzgebung. Das Bundesverwaltungsgericht hat festgehalten, dass der Umstand, dass das Schweizer Recht eine vollständige Sanierung für alle Wasserkraftwerke, ungeachtet ihres Hoheitsstatus, vorsieht und eine bloss teilweise Sanierung faktisch nicht möglich ist, ebenfalls für eine volle Entschädigung spricht. Schliesslich hat auch der Bundesrat in der konkretisierenden Verordnung keine Kürzung der Entschädigungen vorgesehen. Unter diesen Umständen ist nicht von dem klaren Wortlaut von Art. 34 EnG abzuweichen. Die vorliegende Anpassung des Anhangs der EnV führt dazu, dass sowohl vorgenannte Gesetzesbestimmungen sowie der Entscheid des Bundesgerichtes umgangen werden. Aus Sicht des Kantons Aargau, in dessen Hoheitsgebiet sich sieben Grenzwasserkraftwerke befinden, ist diese Aushebelung der rechtlichen Bestimmungen der Gewässerschutz-, Fischerei- und Energiegesetzgebung nicht akzeptabel.

Für die Sanierungsmassnahmen bei den Anlagen im Kanton Aargau sind alle Grenzwasserkraftwerke am Rhein wichtig. Fehlt bei diesen Anlagen die dringend erforderliche Sanierung der Fischgängigkeit und gegebenenfalls des Geschiebehaltungs, würden die Wandermöglichkeiten von Mittel- und Langdistanzwanderer (Lachs und Aal) stark eingeschränkt. Die enorm hohen Investitionen für die Schweizerischen Wasserkraftwerke an Aare, Rhein, Reuss und Limmat würden ihre Wirkung nur sehr eingeschränkt entfalten, da diese Fische die sanierten Anlagen über die schlecht durchwanderbaren Anlagen am Hochrhein kaum erreichen. Falls die Wanderhindernisse am Hochrhein nicht mit gut funktionierenden Fischwanderanlagen behoben werden, nimmt der ökologische Wert der laufenden Sanierungen in den rein schweizerischen Flüssen ab. Dies steht auch im Widerspruch zu internationalen Abkommen, die die Schweiz eingegangen ist (Übereinkommen vom 12. April 1999 zum Schutz des Rheins).

Die Folge dieser fehlenden Sanierungsmassnahmen wäre, dass den Kraftwerken diese Massnahmen im Rahmen von Konzessionserneuerungen auferlegt würden. Dies bedeutet aber ausserordentlich hohe Investitionen, was sich auf die Rentabilität der Stromproduktion auswirken würde. Es besteht die Gefahr, dass die Wasserkraftproduktion am Rhein nicht mehr attraktiv wäre oder die erforderlichen Verhandlungen im Rahmen der Konzessionserneuerungen langwierig und von Rechtsmittelverfahren geprägt würden. Der Erhalt der Wasserkraft ist sowohl für den Kanton Aargau als auch für die Schweiz vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit ein sehr wichtiger Faktor, dem Rechnung zu tragen ist.

Die für die Sanierung Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe vorgesehenen Gelder reichen gemäss Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle bei weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Milliarde Franken sind 4–7 Milliarden Franken erforderlich. Die eidgenössische Finanzkontrolle verlangte im Herbst 2024, dass durch die Bundesbehörden genügend Finanzmittel für die Umsetzung der Sanierung Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe vorzusehen sind. Der nun vorliegende Vorschlag mit einer Einsparung von 200 Millionen Franken greift dabei viel zu kurz. Zudem verstösst er gegen Art. 34 EnG, so wie ihn der Gesetzgeber verstanden haben wollte und vom Bundesgericht bestätigt worden ist.

Antrag

Der Regierungsrat lehnt die Änderung des Anhang 3, Ziffer 3.2 der EnV daher ab und fordert den Bundesrat auf, unverzüglich Verhandlungen mit den Anrainerstaaten zur Finanzierung der Sanierungsmassnahmen nach Hoheitsanteil aufzunehmen.

Zur Erhebung von energiewirtschaftlichen Daten im Zusammenhang mit einer Energiemangellage

Im Rahmen der drohenden Energiemangellage in den Wintern 2022/23 und 2023/24 wurden die regulatorischen Vorgaben, die behördlichen Organisationstrukturen sowie die Branchenorganisationen auf die Probe gestellt. Im Nachgang zur ausserordentlichen Versorgungslage wurden verschiedentlich Verbesserungsmassnahmen identifiziert. Zentral für die erfolgreiche Bewältigung von Mangellagen ist die tägliche Verfügbarkeit von Energiedaten in mindestens viertelstündlicher Auflösung. Mit der Annahme des Stromgesetzes im Juni 2024 wird definiert, dass der Austausch von Mess- und Stammdaten unter den Beteiligten der Elektrizitätswirtschaft über eine zentrale Datenplattform zu erfolgen hat (Art. 17g Abs. 1 Stromversorgungsgesetz [StromVG]). Im Rahmen der Vorbereitungen auf eine Mangellage sollen den betroffenen behördlichen Organisationen sowie Organisationen der Wirtschaft, welche durch den Bund mit dem Vollzug beauftragt werden, Energiedaten über die zentrale Datenplattform zugänglich gemacht werden.

Die Energiedaten sollen unter anderem für die Kontingentierung³ des Energieverbrauchs von Unternehmen verwendet werden. Die Kontingentierung soll sicherstellen, dass der Energieverbrauch von Unternehmen im für die Verhinderung von zyklischen Netzabschaltungen oder eines drohenden Blackouts notwendigen Ausmass reduziert wird. Der volkswirtschaftliche Schaden im Rahmen einer Kontingentierung ist beträchtlich, allerdings vor dem Hintergrund des Schadensausmasses einer zyklischen Netzabschaltung oder eines Blackouts in bestimmten Situationen alternativlos. Kontingentierungen sollen dann Anwendung finden, wenn alle anderen, milderer nachfrageseitigen Massnahmen getroffen wurden (Einschränkungen und Verbote) wobei auch hier flankierende Massnahmen zur Verminderung des volkswirtschaftlichen Schadens zu treffen sind. Der Regierungsrat spricht sich gegen die Massnahme der zyklischen Netzabschaltungen aus. Kontingentierungen sind zu verstärken, um Netzabschaltungen zu verhindern. Die Energieversorgungsbranche sieht flankierende Massnahmen zur Verminderung des volkswirtschaftlichen Schadens bereits vor (Kontingenthandel⁴). Der Verordnungstext soll den Verwendungszweck der Daten definieren. Dabei soll explizit erwähnt werden, dass die Daten auch dazu verwendet werden, den wirtschaftlichen Schaden im Rahmen einer Kontingentierung möglichst gering zu halten.

Gemäss Art. 46 EnG müssen sich Bund und Kantone für die sparsame und effiziente Nutzung in Unternehmen einsetzen (Absatz 1). Zudem werden die Kantone aufgefordert, Vorschriften über die Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Grossverbraucherartikel) zu erlassen. Die Konferenz der

³ Bei einer Kontingentierung dürfen Grossverbraucher während einer bestimmten Kontingentierungsperiode nur noch eine bestimmte Menge elektrischer Energie (Kontingent) verbrauchen, welche tiefer ist als die normalerweise verbrauchte Menge (Referenzmenge). Diese Referenzmenge stützt sich auf den historischen Verbrauch während einer Referenzperiode. Die Referenzperiode (Vorjahresmonat) gibt die Menge an Strom zur Berechnung des Kontingents vor.

⁴ Grossverbraucher können ihre Kontingente oder Teile davon bis zum Ende der jeweiligen Kontingentierungsperiode frei an andere Grossverbraucher weitergeben.

kantonalen Energiedirektoren (EnDK) konkretisiert in den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) die Umsetzung des Grossverbraucherartikels im Sinne einer Vollzugshilfe. Der Grossverbraucherartikel sieht vor, dass alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 GWh pro Jahr oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse erstellt oder eine Zielvereinbarung mit Bund oder Kanton abschliesst. Die Erhebung der Stammdaten und der Energieverbräuche findet derzeit mit erheblichem Aufwand für Kanton und Energieversorgungsunternehmen statt. Der Regierungsrat ist bestrebt, den Verwaltungsaufwand möglichst tief zu halten. Er spricht sich deshalb dafür aus, den kantonalen Behörden die Mess- und Stammdaten für ihre Vollzugsaufgaben gemäss Art. 8a^{ter} Abs. 5 lit. c StromVV nicht nur in pseudonymisierter Form bekannt zu geben, sondern ebenfalls in nicht anonymisierter Form.

Antrag

Der Verordnungstext ist dahingehend zu ergänzen, dass der Verwendungszweck der Daten im Rahmen der Steuerung einer Energiemangellage spezifiziert wird. Es sind Massnahmen zu berücksichtigen, welche den wirtschaftlichen Schaden einer Intervention minimieren (Handel von Kontingenten).

Antrag

Art. 8a^{ter} Abs. 5 lit. c StromVV anpassen: [...] den kantonalen Behörden: die Mess- und Stammdaten in ~~pseudonymisierter~~ nicht anonymisierter Form für ihre Vollzugsaufgaben.

Zu Art. 3a Abs. 5 VOEW

Dieser Absatz verpflichtet die Wirtschaftliche Landesversorgung und den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) technische Massnahme zu ergreifen, um sicherzustellen, dass die unbefugte Datenbearbeitung verhindert wird. Es soll jedoch nicht nur die unbefugte Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff unbefugter Dritter verhindert werden.

Antrag

Der Verordnungstext in Art. 3a Abs. 5 ist dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

Zu den Anpassungen am Förderregime für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Der Regierungsrat unterstützt grundsätzlich die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbarer Energie. Um die hochgesteckten Ziele für den Zubau von erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 Abs. 1 und 2 EnG zu erreichen, ist ein effizientes Fördersystem nötig, welches die richtigen Anreize setzt. Grosse Herausforderungen beim Umbau des Energiesystems sind nebst dem Ausbau der Netzinfrastruktur die Produktion von erneuerbarer, elektrischer Energie im Winter, sowie die Speichermöglichkeiten von Elektrizität. Die vorgelegten Änderungen in der EnFV fördern verstärkt der Produktion von Winterstrom. Der Regierungsrat begrüsst diese Anpassungen, bemängelt jedoch, dass im Fördersystem nur unzureichend Anreize für den Ausbau von Speichermöglichkeiten vorgesehen sind, obwohl Art. 7 Abs.1 und Art. 8 Abs. 1 EnG die Wichtigkeit von Speichersystemen beziehungsweise Speicherkapazitäten hervorheben.

Antrag

Eine Botschaft für Anpassungen im Energiegesetz Kapitel 5 ("Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen") und Kapitel 9 ("Förderung") zur Förderung von Speicherkapazitäten ist auszuarbeiten und im Sinne der Versorgungssicherheit in die Vernehmlassung zu bringen.

Photovoltaik

Bis anhin sieht die EnFV vor, dass Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), welche in einer Höhe von über 1'500 Metern über Meer gebaut werden, generell zusätzlich gefördert werden (Höhenbonus), unabhängig davon, wieviel Winterstrom mit diesen Anlagen produziert wird. Dieser Höhenbonus soll durch einen Winterbonus ersetzt werden. Der Winterbonus sieht vor, Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kWp und einer Winterstromproduktion von 500 kWh/kWp oder mehr zusätzlich zu fördern. Dabei kommt die Förderung nur für die Kilowattstunde zur Anwendung, welche über der genannten Schwelle von 500 kWh/kWp produziert wird. PV-Anlagen im Mittelland produzieren durchschnittlich 250–300 kWh/kWp im Winter.

Der Regierungsrat begrüsst die Ablösung des Höhenbonus durch den Winterbonus, da die Winterstromproduktion so gezielter und effektiver gefördert wird und zudem Mitnahmeeffekte reduziert werden können. Der Regierungsrat bedauert jedoch, dass durch den neuen Bonus der Vollzug deutlich aufwendiger wird und die Vollzugskosten damit höher werden. Angesichts sinkender Preise für PV-Module und weiterem Zubehör, sowie sich stetig akzentuierenden Leistungsspitzen in den Sommermonaten ist zudem eine drastische Anpassung der generellen Fördersätze für PV-Anlagen (Pronovo) zu prüfen.

Anlagen nach Art. 71a EnG ("Solarexpress") werden mit einem maximalen Beitrag von 60 % der Investitionskosten auf ungedeckte Kosten gefördert. Mit der Revision der EnFV wird nun für diese Anlagen zusätzlich ein maximaler Investitionsbeitrag definiert. Er beträgt 3,5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom. Diese neue Bestimmung wird vom Regierungsrat begrüsst, weil sie den maximalen Investitionsbeitrag an die Winterstromproduktion koppelt und entsprechend Anreize setzt.

Antrag

Durch die Vollzugsstelle sind Massnahmen zu prüfen, wie die Abwicklung des Winterbonus möglichst effizient und für die Gesuchsteller nachvollziehbar gestaltet werden kann. Denkbar wäre, anstatt der gemessenen Produktion über drei Winterhalbjahre die modellierte Winterstromproduktion als Referenz für den Winterstrombonus heranzuziehen. Die allgemein via Pronovo ausgerichteten Förderbeiträge (Einmalvergütung) sind auf eine drastische Senkung hin zu prüfen, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden beziehungsweise zu verringern.

Antrag

Es ist in Zukunft zu überprüfen, ob mit dem maximalen Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen die gewünschte Wirkung erzielt werden kann und ob veränderte Rahmenbedingungen eine Anpassung des maximalen Beitrages aufdrängen.

Wasserkraft

Wie bei der Photovoltaik werden auch bei der Wasserkraft neu maximale Investitionsbeiträge definiert (Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV). Während sich der maximale Beitrag bei PV-Anlagen an marktwirtschaftlichen Mechanismen orientiert (Auktion), wird für die Bestimmung des maximalen Investitionsbeitrags auf die maximalen in Art. 30b Abs. 3 lit. a und b EnFV festgelegten Vergütungssätze für die gleitende Marktprämie einer Wasserkraftanlage referenziert. Dieser beträgt für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen aus Sicht Gestehungskosten 30 Rp./kWh. Der Regierungsrat begrüsst die Einführung maximaler Investitionsbeiträge auch für die Wasserkraft, ist jedoch der Meinung, dass 30 Rp./kWh für die Gestehungskosten von Wasserkraft deutlich zu hoch angesetzt sind.

Antrag

Der maximale Vergütungssatz für Wasserkraftanlagen gemäss Art. 30b Abs. 3 lit. a EnFV (Kapitel 2a Abschnitt 2: Gleitende Marktprämie) ist zu überprüfen und tiefer anzusetzen. Der maximale Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen gemäss Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV hat sich an diesem neuen, tieferen Vergütungssatz zu orientieren.

Geothermie

Die Entwicklung von Geothermieprojekten ist technisch anspruchsvoll und aufwendig und, im Kontext des gesellschaftlichen Diskurses, komplex. Um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu erlangen sowie die technische und wirtschaftliche Machbarkeit zu gewährleisten, ist es sinnvoll Expertengruppen oder ähnliche Gremien einzusetzen. Der Regierungsrat misst der Geothermie einen potenziell wichtigen Beitrag zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele bei. Der Bund ist aufgefordert zusammen mit den Kantonen sinnvolle Massnahmen ergreifen, um insbesondere tiefengeothermale Anlagen zu fördern. Dazu gehört auch die Fristverlängerung für die Inbetriebnahme-Meldung bereits eingereicherter Projekte.

Antrag

Ziffer 7.2 Anhang 1.4 ist beizubehalten.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Vernehmlassung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrats



Dieter Egli
Landammann



Joana Filippi
Staatschreiberin



Regierungsrat, 9102 Herisau

Eidg. Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
3003 Bern

Dr. iur. Roger Nobs
Ratschreiber
Tel. +41 71 353 63 51
roger.nobs@ar.ch

Herisau, 3. Juli 2025

Eidg. Vernehmlassung; Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026; Stellungnahme des Regierungsrates von Appenzell Ausserrhoden

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 unterbreitet das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation die Teilrevisionen der Energieförderungsverordnung, der Energieverordnung und der Stromversorgungsverordnung sowie der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft bis zum 21. Juli 2025 zur Vernehmlassung.

Der Regierungsrat von Appenzell Ausserrhoden nimmt dazu wie folgt Stellung:

Er unterstützt die vorgeschlagenen Massnahmen und Anpassungen weitgehend. Sie sind geeignet, die Versorgungssicherheit zu stärken und den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Der Regierungsrat unterstützt generell Massnahmen wie Förderobergrenzen, um einer Überförderung entgegenzuwirken. Gerade bei einer Orientierung ausschliesslich an Investitionskosten oder den ungedeckten Kosten sind Deckelungen notwendig, um eine Marktverzerrung zu verhindern.

Der Regierungsrat weist jedoch darauf hin, dass Investierende für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien auf Planungssicherheit angewiesen sind. Der im Jahr 2023 eingeführte Höhenbonus soll nun bereits wieder abgeschafft und durch einen Winterstrombonus ersetzt werden. Und auch mit der nachträglichen Einführung einer Obergrenze bei Photovoltaik-Grossanlagen nach Art. 71a EnG handelt es sich um einen Eingriff in bestehende Planungen. Gerade bei grossen und nicht alltäglichen Vorhaben muss von langen Planungsphasen ausgegangen werden. Zuverlässige und beständige Rahmenbedingungen sind für ein Gelingen entscheidend. Daher erachtet es der Regierungsrat als essenziell, *künftig vor Inkraftsetzung* einer Bestimmung eine sorgfältige Abwägung durchzuführen, um nachträgliche, meist kurzfristige Änderungen zu vermeiden.



Energieverordnung (EnV)

Der Regierungsrat begrüsst einen breiten Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher insbesondere auf den Zubau von Winterstromproduktion fokussiert. Gerade bei Technologien mit langsamem Vorankommen, wie beispielsweise der Windenergie, resultiert aus einem Zwischenziel 2030 bzw. einem derart kurzfristigen Zielhorizont jedoch kaum ein Mehrwert. Für ihre eigenen Strategien benötigen die Kantone Zielvorgaben mit einem mittel- bis langfristigen Horizont. Die derzeitigen Ausbaupfade der Energieperspektiven 2050+ (Ausgabe 2020) sind vor allem im Bereich der mittelfristigen Zielsetzung überholt. Mit dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurde das Zwischenziel 2035 bezüglich der neuen erneuerbaren Energien schliesslich nicht weniger als verdoppelt. Die Überarbeitung der Energieperspektiven 2050+ sollte möglichst schnell vorangetrieben werden, damit zeitnah Angaben zu den Zwischenzielen 2035 vorliegen.

Stromversorgungsverordnung (StromVV) und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Der Regierungsrat begrüsst die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Die Stammdaten und Energieverbräuche für die Umsetzung des Grossverbraucherartikels (Art. 46 Abs. 2 EnG) müssen derzeit mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs anzustreben. Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlangen nicht nur in pseudonymisierter Form, sondern auch in *nicht anonymisierter* Form bekannt gibt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Im Auftrag des Regierungsrates

Dr. iur. Roger Nobs, Ratschreiber



Landammann und Standeskommission

Sekretariat Ratskanzlei
Marktgasse 2
9050 Appenzell
Telefon +41 71 788 93 11
info@rk.ai.ch
www.ai.ch

Ratskanzlei, Marktgasse 2, 9050 Appenzell

Per E-Mail an
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Appenzell, 3. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellungnahme Kanton Appenzell I.Rh.

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 zukommen lassen.

Die Standeskommission hat die Unterlagen geprüft. Sie schliesst sich der Vernehmlassungsantwort der Konferenz kantonaler Energiedirektoren (EnDK) vom 23. Juni 2025 an und hält namentlich fest:

1. **Energieverordnung (EnV)**
 - **Zwischenziele bis 2030 für erneuerbare Stromproduktion:**
Die Standeskommission unterstützt die ambitionierten Ziele des Stromgesetzes und befürwortet insbesondere einen diversifizierten Ausbau mit Fokus auf Winterstromproduktion. Der Ausbau der Windenergie wird ausdrücklich begrüsst.
 - **Speichertechnologien:**
Es wird empfohlen, gesetzliche Grundlagen und Ziele für Stromspeicher zu schaffen. Die Einberufung eines runden Tisches zum Thema Energiespeicher unter Einbezug der Kantone wird positiv bewertet.
 - **Sanierung bei Grenzwasserkraftwerken:**
Die vorgeschlagene Entschädigung nur für den schweizerischen Hoheitsanteil wird kritisch gesehen. Es wird gefordert, dass der Bund Vereinbarungen mit Anrainerstaaten trifft oder die Kosten vollständig übernimmt.
2. **Energieförderungsverordnung (EnFV)**
 - **Winterstrombonus statt Höhenbonus:**
Die Umstellung wird begrüsst, da der Fokus auf Winterstromproduktion wichtig ist. Es ist dabei auf einen möglichst effizienten Vollzug zu achten.
 - **Solar-Express und Förderobergrenze:**
Die Einführung einer Förderobergrenze wird kritisch hinterfragt, da sie laufende Verfahren betreffen könnte. Gegebenenfalls könnte geprüft werden, ob allfällige Härten durch die Einführung von Projektierungsbeiträgen, wie sie für Wasser-, Wind- und Geothermieanlagen vorgesehen sind, abgefedert werden könnten.

3. Stromversorgungsverordnung (StromVV) und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)
- Nutzung von Datahub-Daten für Landesversorgung:
Die Nutzung der Datenplattform wird begrüsst, um Effizienz zu steigern und Mehrfachhebungen zu vermeiden. Die Kantone sollen Zugang zu den nötigen Daten erhalten.
 - Datenschutz:
Es wird gefordert, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Zugriff durch Unbefugte verhindert wird.
 - Datahub für weitere Vollzugsaufgaben:
Um den Aufwand bei der Umsetzung von Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern zu reduzieren, soll der Datahub auch nicht-anonymisierte Daten an kantonale Behörden liefern dürfen.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und grüssen Sie freundlich.

Im Auftrage von Landammann und Standeskommission

Der Ratschreiber:


Roman Dobler

Zur Kenntnis an:

- Bau- und Umweltsdepartement Appenzell I.Rh., Gaiserstrasse 8, 9050 Appenzell
- Ständerat Daniel Fässler, Weissbadstrasse 3a, 9050 Appenzell
- Nationalrat Thomas Rechsteiner (thomas.rechsteiner@parl.ch)

Regierungsrat, Rathausstrasse 2, 4410 Liestal

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)

Per E-Mail. [verordnungsrevisionen@bfe.ad-
min.ch](mailto:verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)

Liestal, 24. Juni 2025
BUD

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025, Vernehmlassung

Sehr geehrter Herr Bundesrat Albert Rösti

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns eingeladen, zu Änderungen von Verordnungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Gelegenheit.

Wir unterstützen grundsätzlich die Umsetzung von Massnahmen, um die gesetzten energiepolitischen Ziele einer nachhaltigen und sicheren Stromversorgung zu gewährleisten. Dies gilt auch für die Zwischenziele bis 2030, welche ohne Beschleunigung der Verfahren für neue Anlagen und Stromnetzausbauten sowie konsequenter Stärkung der Rahmenbedingungen nicht erreichbar sind.

Hingegen lehnen wir die Änderung der Ziffer 3.2 im Anhang 3 der Energieverordnung (EnV) ab. Die Grosswasserkraft ist ein wichtiger Pfeiler der Schweizer Stromversorgung und die gleichzeitige Gewährleistung des Gewässerschutzes und der Fischdurchgängigkeit ein wichtiger Bestandteil einer nachhaltigen Stromversorgung.

Zu den einzelnen Verordnungsänderungen äussern wir uns wie folgt und bitten, diese zu berücksichtigen:

Änderungen der Energieförderverordnung (EnFV)

- **Antrag auf Änderung Art. 9 Abs. 2, Bst. a**
a. Anlagenteile, die sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dienen wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist *mit dem Zweck einer nennenswert erhöhten Stromproduktion*; oder

Begründung:

Falls bei einem Trinkwasserkraftwerk eine druckresistentere Leitung erstellt werden muss, kann sich die Dimensionierung ändern.

- **Streichen Art. 30b^{bis} Abs. 3**

Begründung:

Es gibt schweizweit ein Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraft an historischen Wasserkraftnutzungen. Diese Standorte sind geprägt von der Nutzung. Bei einer Wiederinbetriebnahme muss die Dimensionierung i.d.R. überprüft werden. Um den langfristigen weiteren Betrieb zu gewährleisten lohnt sich oft eine neue Planung und damit ein entsprechender Ersatz dieser Anlageteile.

Änderungen der Energieverordnung (EnV)

- **Streichen Ziffer 3.2 Anhang 3 der EnV**

Begründung:

Die geplante Änderung von Anhang 3, Ziff. 3.2 der EnV zur Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils bei Gewässerschutzgesetz (GSchG)-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen verstösst unseres Erachtens gegen den Grundsatz in Art. 34 Energiegesetz (EnG), wonach den Inhabern einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG oder nach Art. 10 Bundesgesetz über die Fischerei (BGF) zu erstatten sind. Laut Bundesgericht gilt dieser Grundsatz auch bei Grenzkraftwerken (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen). Eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil erachtet das oberste Schweizer Gericht als nicht zulässig. Mit dieser Ergänzung der EnV wird der Vollzug der Rechtsprechung gemäss erwähntem Entscheid grösstenteils umgangen.

Art. 34 EnG geht auf den Gegenentwurf zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser» zurück. Durch die volle Erstattung der Sanierungskosten sollten erstens die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber gewahrt und zweitens verhindert werden, dass finanzielle Diskussionen die Umsetzung der Sanierungen behindern. Die Defizite bei Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe sollten bei allen bestehenden Kraftwerken und unabhängig von der Konzessionssituation mittels entschädigter, verhältnismässiger Massnahmen behoben werden. Wird bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Hoheitsanteil der anfallenden Kosten entschädigt, führt dies zu sehr hohen Investitionskosten bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen, die in der Regel von den Nachbarländern nicht entschädigt werden. Dadurch ist sehr wahrscheinlich, dass grosse Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken nicht realisiert werden. Dies widerspricht jedoch der Absicht von Art. 34 GSchG sowie den Anforderungen aus der Gewässerschutz- und Fischereigesetzgebung. Das Bundesverwaltungsgericht hat festgehalten, dass der Umstand, dass das Schweizer Recht eine vollständige Sanierung für alle Wasserkraftwerke, ungeachtet ihres Hoheitsstatus, vorsieht und eine bloss teilweise Sanierung faktisch nicht möglich ist, ebenfalls für eine volle Entschädigung spricht. Schliesslich hat auch der Bundesrat in der konkretisierenden Verordnung keine Kürzung der Entschädigungen vorgesehen. Unter diesen Umständen ist nicht von dem klaren Wortlaut von Art. 34 EnG abzuweichen. Die vorliegende Anpassung des Anhangs der EnV führt dazu, dass sowohl vorgenannte Gesetzesbestimmungen sowie der Entscheid des Bundesgerichts umgangen werden.

Aus Sicht des Kantons Basel-Landschaft, in dessen Hoheitsgebiet sich die Grenzwasserkraftwerke KW Birsfelden und KW Augst befinden, ist diese Aushebelung der rechtlichen Bestimmungen der Gewässerschutz-, Fischerei- und Energiegesetzgebung nicht akzeptabel. Wir möchten darauf aufmerksam machen, dass ein funktionierender Fischaufstieg an den beiden Kraftwerken Birsfelden und Augst, welche die ersten Hindernisse am Hochrhein für den Fischaufstieg darstellen, für die

Funktion des Fischaufstiegs an den weiter rheinaufwärts liegenden Kraftwerken und weiteren Anlagen an Aare, Reuss und Limmat von grosser Bedeutung ist.

Die Folge dieser fehlenden Sanierungsmassnahmen wäre, dass den Kraftwerken diese Massnahmen im Rahmen von Konzessionserneuerungen auferlegt würden. Dies bedeutet aber ausserordentlich hohe Investitionen, was sich auf die Rentabilität der Stromproduktion auswirken würde. Es besteht die Gefahr, dass die Wasserkraftproduktion am Rhein nicht mehr attraktiv wäre oder die erforderlichen Verhandlungen im Rahmen der Konzessionserneuerungen langwierig und von Rechtsmittelverfahren geprägt würden. Der Erhalt der Wasserkraft ist sowohl für den Kanton Basel-Landschaft als auch für die Schweiz ein sehr wichtiger Faktor, dem Rechnung zu tragen ist.

Die für die Sanierung Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe vorgesehenen Gelder reichen gemäss Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle bei weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Mrd. CHF sind 4–7 Mrd. CHF erforderlich. Die eidgenössische Finanzkontrolle verlangte im Herbst 2024, dass durch die Bundesbehörden genügend Finanzmittel für die Umsetzung der Sanierung Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe vorzusehen sind. Der nun vorliegende Vorschlag mit Einsparung von 200 Mio. CHF greift dabei viel zu kurz. Zudem verstösst er gegen Art. 34 EnG, so wie ihn der Gesetzgeber verstanden haben wollte und vom Bundesgericht bestätigt worden ist.

Änderungen der Stromversorgungsverordnung

Keine Stellungnahme.

Änderungen der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft

Keine Stellungnahme.

Hochachtungsvoll



Isaac Reber
Regierungspräsident



Elisabeth Heer Dietrich
Landschreiberin



Rathaus, Marktplatz 9
CH-4001 Basel

Tel: +41 61 267 85 62
E-Mail: staatskanzlei@bs.ch
www.regierungsrat.bs.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Per Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Basel, 24. Juni 2025

Regierungsratsbeschluss vom 24. Juni 2025

Vernehmlassung Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE); Stellungnahme des Kantons Basel-Stadt

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) zukommen lassen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Für die Ausarbeitung der Vernehmlassungsantwort wurden die Industriellen Werke Basel und die Stadtgärtnerei Basel einbezogen. Den vorgeschlagenen Verordnungsänderungen der Teilrevision der Energieförderungsverordnung (EnFV) und der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) kann grundsätzlich zugestimmt werden.

Die vorgesehene Ergänzung in Anhang 3 der Energieverordnung (EnV) wird vom Regierungsrat abgelehnt. Weiterhin beantragt der Regierungsrat eine Anpassung des Artikels zur Datenweitergabe an kantonale Behörden in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und hat einzelne Anmerkungen zur Energieförderungsverordnung (EnFV).

Energieverordnung (EnV)

Allgemeine Bemerkungen

Das BAFU beabsichtigt, den Anhang 3 so zu ergänzen, dass im Rahmen der Sanierung Wasserkraft bei den Grenzkraftwerken nur noch der Schweizer Hoheitsanteil refinanziert ist. Damit wird der Bundesgerichtsentscheid zum Kraftwerk Reckingen umgangen, welcher entschieden hat, dass sämtliche Kosten zu refinanzieren sind, wenn eine Sanierung notwendig ist. Mit dieser Verordnungsänderung kämen die Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken ins Stocken und allenfalls in Teilen zum Erliegen.

Aus Sicht des Regierungsrats des Kantons Basel-Stadt, in dessen Hoheitsgebiet sich Anlagen des Kraftwerks Birsfelden befinden, ist diese Aushebelung der rechtlichen Bestimmungen der Gewässerschutz-, Fischerei- und Energiegesetzgebung nicht akzeptabel.

Anhang 3

Antrag: Ziffer 3.2 Buchstabe e ist zu streichen: ~~Nicht anrechenbar sind insbesondere: e. bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt.~~

Begründung:

Die geplante Änderung von Anhang 3, Ziff. 3.2 der Energieverordnung (EnV) zur Nicht-Entscheidung des ausländischen Hoheitsanteils bei Gewässerschutzgesetz (GSchG)-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen verstösst aus Sicht des Regierungsrates gegen den Grundsatz in Artikel 34 Energiegesetz (EnG), wonach den Inhabern einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG oder nach Art. 10 Bundesgesetz über die Fischerei (BGF) zu erstatten sind.

Laut Bundesgericht gilt dieser Grundsatz auch bei Grenzkraftwerken (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen). Eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil erachtet das oberste Schweizer Gericht als nicht zulässig. Mit der geplanten Ergänzung von Anhang 3 der EnV wird der Vollzug der Rechtsprechung gemäss erwähntem Entscheid grösstenteils umgangen.

Art. 34 EnG geht auf den Gegenentwurf zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser» zurück. Durch die volle Erstattung der Sanierungskosten sollte u.a. verhindert werden, dass finanzielle Diskussionen die Umsetzung der Sanierungen behindern. Wird bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Hoheitsanteil der anfallenden Kosten entschädigt, führt dies zu sehr hohen Investitionskosten bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen, die in der Regel von den Nachbarländern nicht entschädigt werden. Dadurch ist sehr wahrscheinlich, dass grosse Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken nicht realisiert werden. Die vorliegende Anpassung des Anhangs der EnV führt dazu, dass sowohl vorgenannte Gesetzesbestimmungen sowie der Entscheid des Bundesgerichts umgangen werden.

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art. 8a

Antrag: Abs. 5 Bst. c. ist wie folgt anzupassen: «den kantonalen Behörden: die Mess- und Stammdaten in ~~pseudonymisierter~~ nicht anonymisierter Form für ihre Vollzugsaufgaben.»

Begründung:

Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Daher ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben zur Umsetzung des Grossverbraucherartikels (Art. 46 Abs. 3 EnG) in zweckmässiger Form auf die Daten des Datenhubs zugreifen können.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 15

Antrag: Abs. 4 wird ist wie folgt anzupassen: «Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenzmarktpreise ~~vierteljährlich~~ monatlich».

Begründung:

Damit eine monatliche Rechnungstellung möglich ist, braucht es mindestens eine monatliche Veröffentlichung des Referenz-Marktpreises.

Art. 30c

Antrag 1: Abs. 1 ist wie folgt anzupassen: «Das BFE legt je Auktionsrunde die Höhe des Auktionsvolumens und den zulässigen Gebotshöchstwert fest.

Begründung:

Auf eine Festlegung der maximal anrechenbaren Investitionen ist zu verzichten. Durch das Auktionsvolumen erfolgt bereits eine Steuerung der Förderung. Ein zusätzlicher Höchstwert verhindert Gebote, die einen Beitrag zur Erreichung der Zubauziele leisten. Falls diese zu teuer wären, würden sie in der Auktion keinen Zuschlag erhalten.

Antrag 2: Abs. 3^{bis} ist zu streichen wie folgt: «~~3^{bis} Für Anlagen, die einen Winterstrombonus erhalten, besteht kein Anspruch auf weitere Boni. Sind nach dem ersten vollen Winterhalbjahr die Anspruchsvoraussetzungen für den Winterstrombonus nicht erfüllt oder verzichtet der Betreiber zu diesem Zeitpunkt auf den Winterstrombonus, besteht Anspruch auf allfällige andere Boni.~~»

Begründung:

Auch wenn im erläuternden Bericht erwähnt wird, dass kein weiterer Bonus in Anspruch genommen werden kann, ist sachlogisch nicht ersichtlich, warum der Winterstrombonus nicht mit dem Parkflächenbonus kombinierbar sein sollte. Diese beiden Boni visieren unterschiedliche Ziele an, die jeweils additiv gefördert werden sollten.

Antrag 3: Abs. 4 Ziff. d ist wie folgt anzupassen: «Parkflächenbonus: 4 9 Rp./kWh»

Begründung:

1 Rp./kWh deckt nicht die Mehrkosten für notwendige Aufbauten und Unterkonstruktionen. Um den politisch gewollten Ausbau auf Parkflächen umzusetzen, ist eine Erhöhung des Bonus notwendig. Alternativ wäre eine Verordnungsanpassung zur Ermöglichung von Spezialauktionen für Anlagen auf Parkflächen zur Erreichung des Ausbaus möglich.

Antrag 4: Abs. 4^{bis} ist wie folgt anzupassen: «Der spezifische Winterstrommehrertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW Leistung im Winterhalbjahr anteilig produziert und der 500 kWh pro kW Leistung übersteigt.»

Begründung:

Bei einer Inbetriebnahme während dem Winterhalbjahr darf der spezifische Winterstrommehrertrag nicht nachteilig ausgelegt werden, weshalb eine anteilige Berechnung stattfinden muss. Ansonsten kann in diesem Jahr möglicherweise die Auszahlung des Winterstrombonus ausbleiben – wie der Erläuterungsbericht auf Seite 3 erwähnt – und somit die Rentabilität des Projektes schmälern: «Je nach Inbetriebnahmedatum kann es somit sein, dass die spezifische Winterstromproduktion im ersten Winterhalbjahr auch bei einer sich grundsätzlich für den Winterstrombonus qualifizierenden Anlage tiefer als 500 kWh/kW liegt und somit in diesem Jahr kein Winterstrombonus ausbezahlt wird.»

Art. 46a

Antrag: Abs. 2 ist wie folgt zu ergänzen: «Die Vollzugsstelle berechnet gestützt auf den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag den Winterstrombonus und zahlt diesen inklusive Verzinsung ab der vollständigen Inbetriebnahme dem Betreiber aus.»

Begründung:

Der Winterstrombonus wird im Rahmen der Einmalvergütung gem. Art. 46a EnFV erst nach dem dritten vollen Betriebsjahr ausbezahlt. Eine verzögerte Auszahlung der Einmalvergütung ist entsprechend zu verzinsen. Verzögerte Auszahlungen nach dem ökonomischen Stichpunkttag werden in der Finanzwelt üblicherweise verzinst, um die entstehenden Kapitalkosten auszugleichen. Zusätzlich bestünde ansonsten im Vergleich zur gleitenden Marktprämie ohne Verzinsung eine

Ungleichbehandlung zwischen den Förderprogrammen, da dort der Winterstrombonus gemäss Art. 30c 4ter EnFV bereits nach dem ersten Winterhalbjahr ausbezahlt wird.

Art. 46d

Antrag: Abs. 2 ist wie folgt zu ergänzen: «Die Vollzugsstelle berechnet gestützt darauf den Winterstrombonus und zahlt diesen inklusive Verzinsung ab der vollständigen Inbetriebnahme dem Betreiber aus.»

Begründung:

Siehe Begründung zu Art. 46a Abs. 2. Zudem erhalten alle anderen an der Auktion teilnehmenden Anlagen ohne Winterstrombonus die Einmalvergütung gemäss Art. 46g spätestens 3 Monate nach der vollständigen Inbetriebnahme. Ohne eine Verzinsung des Winterstrombonus müssen die Bieter die Verzinsung in ihrem Gebot einpreisen, was das Gebot erhöht, somit die Zuschlagswahrscheinlichkeit dieser Gebote senkt und nicht die Absicht des Gesetzgebers sein dürfte.

Art. 46p

Antrag 1: Bst b. ist wie folgt anzupassen: «60 Prozent der voraussichtlichen anrechenbaren Investitionskosten (Art. 46j ~~Bst. b~~ Abs. 1); oder»

Begründung:

Die Referenzierung muss aufgrund Änderungen in der bisherigen Verordnung entsprechend geändert werden.

Antrag 2: Bst. d ist zu streichen: «Höchstbeitrag nach Artikel 46u.»

Begründung:

Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Willen des Gesetzgebers, dass die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses fertiggestellt werden können. Die vorgeschlagene Anpassung gemäss Verordnungsentwurf ist eine signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen für alpine Solaranlagen. Diese Projekte haben bereits im bestehenden Regime grosse technische und kommerzielle Herausforderungen. Aufgrund der Signale seitens der Politik haben die Projektentwickler weiterhin an ihren Projekten unter Hochdruck gearbeitet. Oftmals haben die Projektanten aufgrund der Entwicklungsphase, dem Planungsprozess für diese Pionieranlagen und dem Bewilligungsprozess keine Chance, die ursprünglich gesetzten Fristen gemäss Solar-Express einzuhalten. Die Projektentwickler haben Millionen in die Entwicklung ihrer Projekte investiert, stets basierend auf den politischen Signalen, dass das bestehende Förderregime weitergeführt wird.

Die Verlängerung des Solar-Expresses wurde durch das Parlament beschlossen und diese Verordnungsanpassung widerspricht folglich dem politischen Willen des Parlaments.

Der Höchstbeitrag entspricht bis zu einer Halbierung der Förderung für die Anlagen des Solar-Expresses, die gemäss der Übersichtsliste des VSE momentan noch verfolgt werden.

Bereits in der heutigen Verordnung ist eine Deckelung mit der in Art. 71a EnG festgelegten Höhe von maximal 60% der Investitionskosten vorgesehen, sodass solche Anlagen nicht überfördert werden.

Des Weiteren sind mehrere Aspekte der Herleitung des Höchstbeitrags zu bemängeln. Die Abstellung auf Winterstrom ist richtig, jedoch sind die einzelnen Monate des zugrundeliegenden Halbjahres Oktober bis März für die Versorgungssicherheit unterschiedlich relevant. Kritisch für die Versorgungssicherheit ist der Zeitraum Dezember bis Februar (Winterquartal), sodass die Förderung auf diesen Zeitraum abgestellt werden sollte. Die Berücksichtigung der weiteren Monate verzerrt die Förderkosten zuungunsten der Versorgungssicherheit.

Art. 46u

Antrag: Der Artikel 46 u ist zu streichen: «Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46o Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.»

Begründung:

Die Referenzierung muss aufgrund Änderungen in der bisherigen Verordnung entsprechend geändert werden.

Art. 87g

Antrag: Art. 87g ist gemäss geltender Verordnung zu belassen.

Begründung:

Bei Windprojekten ist die Dauer zwischen der Baubewilligung bis zur Inbetriebnahme der Anlage sehr lang, sodass es unbedingt eine Aktualisierung der Zusicherung braucht. Die Kostenschätzung am Anfang eines Projektes für die 10 bis 15 Jahre später real angefallenen Kosten ist äusserst herausfordernd. Deshalb benötigt es eine Aktualisierung der Zusicherung dem Grundsatz nach, sodass der Art. 87g bestehen bleiben und nicht aufgehoben werden soll.

Art. 108c

Antrag: Abs. 5 ist zu streichen: «Der Höchstbeitrag nach Artikel 46u ist auch auf Projekte anwendbar, denen die Einmalvergütung bereits vor Inkraft-treten dieser Änderung dem Grundsatz nach zugesichert wurde oder die bis dahin ein Gesuch um Einmalvergütung eingereicht haben, sofern das Projekt die Anforderung an die teilweise Ein-speisung nach Artikel 46k Absatz 1 des bisherigen Rechts nicht erfüllt.»

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anträge. Für Rückfragen steht Ihnen gerne das Amt für Umwelt und Energie, Harald Hikel, harald.hikel@bs.ch, Tel. 061 267 08 04, zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates des Kantons Basel-Stadt

Dr. Conradin Cramer
Regierungspräsident

Barbara Schüpbach-Guggenbühl
Staatsschreiberin



Regierungsrat

Postgasse 68
Postfach
3000 Bern 8
info.regierungsrat@be.ch
www.be.ch/rr

Staatskanzlei, Postfach, 3000 Bern 8

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation UVEK

Per E-Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

RRB Nr.: 706/2025 2. Juli 2025
Direktion: Wirtschafts-, Energie- und Umweltdirektion
Klassifizierung: Nicht klassifiziert

Vernehmlassung des Bundes: Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 Stellungnahme des Kantons Bern

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Regierungsrat des Kantons Bern dankt Ihnen für die Gelegenheit, zur erwähnten Vorlage Stellung nehmen zu können und begrüsst die vorgeschlagenen Teilrevisionen.

Die Anpassungen der Energieförderungsverordnung (EnFV) verbessern die Wirksamkeit und Planbarkeit der Förderinstrumente und sie unterstützen insbesondere Eigenverbrauchslösungen – ein zentraler Pfeiler für die dezentrale Energieversorgung im Kanton Bern.

Die Revision der Energieverordnung (EnV) bringt wichtige Klarstellungen zu Energieeffizienz, Krisenbewältigung und technologiebezogenen Zielen. Die bis 2030 festgelegten Zielwerte schaffen eine verlässliche Planungsgrundlage auch auf kantonaler Ebene.

Mit der Überarbeitung der Stromversorgungsverordnung (StromVV) werden Versorgungssicherheit und Marktintegration gestärkt. Die neuen Vorgaben zur Flexibilitätsbereitstellung und zur Netznutzung fördern die Transparenz und die Effizienz im Strommarkt.

Die Änderungen der Verordnung zur wirtschaftlichen Landesversorgung (VOEW) verbessern den Zugang zu relevanten Stromdaten in Krisenzeiten. Die vorgesehene Nutzung bestehender Infrastrukturen wird als pragmatische und wirksame Lösung begrüsst. Dabei ist aus Sicht des Regierungsrates sicherzustellen, dass entsprechende Datenplattformen so konzipiert und betrieben werden, dass eine konsequente Nutzung durch alle relevanten Akteure gewährleistet ist. Ohne eine breit abgestützte und verlässliche Nutzung verlieren solche Systeme ihre Wirksamkeit. Ebenso ist es für ein effektives Krisenmanagement zentral, dass diese Systeme über nahtlose Schnittstellen zu bestehenden Anwendungen und Tools der Situationserkennung verfügen, um im Ereignisfall eine koordinierte und rasche Reaktion zu ermöglichen.

Insgesamt leisten die Verordnungsänderungen einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele. Der Regierungsrat erachtet die Gesamtheit der vorgeschlagenen Änderungen als sachgerecht und zielgerichtet, da sie die Versorgungssicherheit stärken, den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern und zur verbesserten Krisenvorsorge beitragen. Er unterstützt die vorgeschlagenen Anpassungen und begrüsst die Stossrichtung ausdrücklich.

Davon ausgehend hat der Regierungsrat des Kantons Bern lediglich zwei spezifische Bemerkungen zu den Änderungen der EnFV, die aus seiner Sicht einer weiteren Klärung bedürfen, um die effiziente Erreichung der Energieziele zu unterstützen.

Art. 46u EnFV

(Höchstbeiträge der Einmalvergütung für Photovoltaik-Grossanlagen nach Art. 71a EnG)

Die Erleichterungen für den Bau von Photovoltaik-Grossanlagen in Art. 71a EnG wurden im Rahmen der dringlichen Massnahmen zur Erhöhung der Winterstromproduktion unter dem Eindruck von drohenden Stromversorgungsengpässen eingeführt. Seither haben die Energieversorgungsunternehmen und die Kantone grosse Anstrengungen unternommen, um den Bau von entsprechenden Anlagen zu realisieren. Es scheint nicht sinnvoll, die Rahmenbedingungen durch die Einführung eines Höchstbeitrags in diesem Umsetzungsstadium noch so zu ändern, dass gewisse Projekte allenfalls nicht mehr weiterverfolgt werden (bzw. unter diesen Umständen gar nie begonnen worden wären).

Art. 61 Abs. 2bis EnFV

(Maximal anrechenbare Investitionskosten für Investitionsbeiträge bei Wasserkraftanlagen)

Die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung mit erneuerbaren Energien bedingt nicht nur einen generellen Ausbau der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien; nötig ist insbesondere ein Ausbau der Erzeugung von Strom im Winter. Entsprechend hat der Gesetzgeber spezifische Fördermassnahmen für die Stromproduktion im Winter vorgesehen (vgl. Art. 9a StromVG). Bei der Festlegung von maximal anrechenbaren Investitionskosten ist sicherzustellen, dass auch Erweiterungen von Anlagen zum Ausbau der Winterstromerzeugung angemessen gefördert werden. Namentlich müssen Kosten auch bei Erweiterungen umfassend anrechenbar sein, bei welchen keine oder nur eine geringe jährliche Mehrproduktion aber eine wesentliche zusätzliche Winterstromproduktion erzielt wird. Ebenfalls umfassend anrechenbar sein sollten Kosten für den Bau bzw. die Erweiterung von Pumpspeicherkraftwerken.

Der Regierungsrat dankt Ihnen für die Berücksichtigung seiner Anliegen.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Christoph Neuhaus
Regierungspräsident

Christoph Auer
Staatsschreiber

Verteiler

- Bau- und Verkehrsdirektion
- Direktion für Inneres und Justiz
- Sicherheitsdirektion
- Wirtschafts-, Energie- und Umweltdirektion



ETAT DE FRIBOURG
STAAT FREIBURG

Conseil d'Etat CE
Staatsrat SR

Route des Arsenaux 41, 1700 Fribourg

T +41 26 305 10 40
www.fr.ch/ce

Conseil d'Etat
Route des Arsenaux 41, 1700 Fribourg

PAR COURRIEL

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Courriel : verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Fribourg, le 4 juillet 2025

2025-849

Modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026 – Procédure de consultation

Monsieur le Conseiller fédéral,

Nous nous référons au courrier du 14 avril 2025 sur l'objet cité en titre, lequel a retenu toute notre attention. Nous avons l'honneur de vous transmettre notre détermination y relative.

Après analyse des documents transmis, nous vous informons que le Conseil d'Etat se rallie à la prise de position du 23 juin 2025 de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK).

En vous remerciant de nous avoir consultés et de bien vouloir prendre en compte notre détermination, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Conseiller fédéral, l'expression de notre considération distinguée.

Au nom du Conseil d'Etat :

Jean-François Steiert, Président



Danielle Gagnaux-Morel, Chancelière d'Etat

Annexe

—

Prise de position de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) du 23 juin 2025

Copie

—

à la Direction de l'économie, de l'emploi et de la formation professionnelle ;
à la Direction du développement territorial, des infrastructures, de la mobilité et de l'environnement ;
à la Chancellerie d'Etat.

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Par e-mail à: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Berne, le 23 juin 2025

Modifications d'ordonnances dans le domaine de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026

Monsieur le Conseiller fédéral,
Mesdames et Messieurs,

Par courrier du 14 avril 2025, vous nous avez invités à participer à la consultation sur les modifications d'ordonnances dans le domaine de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2026. Nous vous remercions de cette possibilité et prenons volontiers position comme suit:

Ordonnance sur l'énergie OEne

Fixation d'objectifs intermédiaires jusqu'en 2030 pour le développement de la production d'électricité renouvelable

Avec la loi pour l'électricité, clairement acceptée dans les urnes le 9 juin 2024, la Suisse s'est fixé des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables. La Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie EnDK soutient un développement rapide et important des énergies renouvelables indigènes afin d'atteindre l'objectif de zéro émission nette et de garantir l'approvisionnement en énergie. Les sous-objectifs technologiques proposés pour 2030 sur la base d'une trajectoire de croissance linéaire sont ambitieux, mais ils sont salués.

L'EnDK soutient en particulier un développement diversifié des énergies renouvelables, qui se concentre notamment sur l'augmentation de la production hivernale. Un objectif ambitieux également pour l'énergie éolienne est donc soutenu. Tous les milieux impliqués sont appelés à contribuer activement à la poursuite du développement de l'énergie éolienne. En ce qui concerne le photovoltaïque aussi, un engagement clair de tous les acteurs concernés est nécessaire pour continuer à faire avancer le développement à un rythme soutenu. Les cantons s'engagent en adaptant les bases de leur planification directrice. Au niveau des procédures, le projet de loi pour l'accélération des procédures, soutenu par l'EnDK, contribuera également au développement.

Création de conditions-cadres pour le développement des technologies de stockage

La forte augmentation de la production d'énergie renouvelable s'accompagne d'un besoin accru de possibilités de stockage journalières et saisonnières afin de compenser les fluctuations et de contribuer à garantir l'approvisionnement. Contrairement à la production d'électricité, le stockage de l'électricité n'est guère pris en compte dans la législation énergétique de la Confédération. L'EnDK recommande d'élaborer des bases et, le cas échéant, des objectifs à ce sujet. Elle salue les efforts entrepris par la

Confédération, notamment la mise en place d'une table ronde sur le thème du stockage de l'énergie, à laquelle les cantons sont associés.

Financement des mesures d'assainissement des centrales hydroélectriques frontalières par part de souveraineté suisse

Les exploitants de centrales hydroélectriques sont tenus par la loi de réaliser des mesures d'assainissement de leurs centrales hydroélectriques (régime de charriage, éclusées, migration des poissons). Conformément à l'art. 34 de la LEnE, les coûts occasionnés doivent être intégralement indemnisés. Cette réglementation remonte au contre-projet à l'initiative populaire «Eaux vivantes», qui introduisait un assainissement proportionnel pour toutes les centrales existantes, indépendamment de la situation de concession. Afin de préserver les droits acquis des exploitants des centrales hydroélectriques et d'éviter que des discussions financières n'entravent les assainissements, il a alors été prévu de prendre en charge intégralement les coûts. Selon le Tribunal fédéral, le principe selon lequel les coûts d'assainissement doivent être pris en charge par la Confédération s'applique également aux centrales frontalières, une réduction à hauteur de la part de souveraineté étrangère n'étant pas admise (arrêt du Tribunal fédéral 2C_116/2022 concernant la centrale de Reckingen).

Le fait de n'indemniser les coûts de l'obligation d'assainissement pour les centrales hydroélectriques frontalières que pour la part de souveraineté suisse est en contradiction avec ce qui précède et risque de reporter les coûts sur les exploitants de centrale ou les cantons. Si d'importantes mesures d'assainissement des centrales frontalières n'étaient pas réalisées pour des raisons de coûts, cela pourrait avoir un impact négatif sur la valeur écologique de l'assainissement des installations situées en amont sur les cours d'eau suisses (p. ex. en cas d'absence d'élimination des obstacles à la migration). Un report des assainissements au moment du renouvellement des concessions aurait un impact sur la rentabilité des centrales et pourrait rendre la production hydroélectrique sur les cours d'eau frontaliers peu attrayante, rendre les négociations pour l'octroi d'une nouvelle concession plus difficiles et, dans le pire des cas, compromettre le maintien de la production correspondante.

L'EnDK s'oppose pour ces raisons à la modification proposée. Si une prise en charge des coûts proportionnelle à la part de souveraineté est néanmoins visée, la Confédération doit impérativement conclure des accords avec les États riverains sur la prise en charge des coûts proportionnels à la part de souveraineté.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Remplacement du bonus d'altitude par un bonus pour l'électricité hivernale pour les grandes installations photovoltaïques

L'EnDK estime que le développement des énergies renouvelables doit mettre l'accent sur la production durant le semestre d'hiver. Elle salue donc l'introduction du nouveau bonus pour les grandes installations photovoltaïques présentant un rendement supérieur à 500 kWh par kW de puissance entre le 1^{er} octobre et le 31 mars, ce qui offre plus de flexibilité pour encourager la production hivernale.

Il convient de veiller à une mise en œuvre aussi efficace que possible. Les systèmes d'encouragement deviennent de plus en plus complexes et il est de plus en plus difficile pour les acteurs concernés de garder la vue d'ensemble. Il faudrait au moins mettre à disposition une documentation explicative simple et claire. En outre, on pourrait examiner si les conditions-cadres ou les catégories d'encouragement peuvent être simplifiées.

Mise en œuvre de l'offensive solaire prolongée au niveau de l'ordonnance et introduction d'un plafond d'encouragement pour les installations de l'offensive solaire

L'EnDK partage la volonté d'une allocation efficace des fonds d'encouragement. Elle attire cependant l'attention sur le fait que l'introduction prévue d'un plafond d'encouragement intervient dans des procédures en cours pour des installations qui ont été encouragées de manière ciblée par le Parlement dans le but d'augmenter de manière rapide la production d'électricité en hiver dans un cadre limité dans le temps. Il n'y a pas encore de valeurs empiriques pour ces installations et celles-ci sont donc soumises à des incertitudes plus élevées en ce qui concerne la réalisation et les coûts. Ainsi, ces projets sont confrontés à des défis techniques et économiques même dans le cadre actuel. L'encouragement est déjà limité, puisque la contribution à l'investissement ne peut pas dépasser 60% des coûts d'investissement imputables.

Afin d'impartir aux porteurs de projet davantage de temps pour poursuivre et mener à bien leurs projets, le législateur a décidé de prolonger l'offensive solaire. L'EnDK salue cette prolongation afin de donner une chance aux projets déjà lancés de se poursuivre et étant donné que les dérogations prévues par l'offensive solaire restent applicables dans un cadre très restreint. Au-delà de cela, l'EnDK préconise un cadre réglementaire ordinaire tel qu'il a été décidé dans le cadre du Mantelerlass et tel qu'il est discuté dans le cadre de la loi pour l'accélération des procédures, qui tient notamment compte des compétences des cantons en matière de planification.

Introduction d'un plafond de coûts d'investissement imputables pour la force hydraulique

Il faudrait éviter que l'introduction d'un plafond applicable aux coûts d'investissement imputables pour les projets de rénovation et d'agrandissement de la force hydraulique ne conduise à une péjoration des conditions-cadres en matière d'encouragement pour les projets prévus à l'annexe 1 de la LApEI ou d'autres projets importants pour la sécurité d'approvisionnement (p. ex. centrales de pompage-turbinage). Ces projets ne réalisent en règle générale pas une production supplémentaire importante, mais déplacent la production, par exemple en hiver.

Prolongation du délai pour l'avis de mise en service pour la géothermie

La prolongation du délai pour la transmission de l'avis de mise en service est saluée, car elle permet de mieux tenir compte de la complexité des projets géothermiques.

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité OApEI et ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays OOSE

Utilisation des données de mesure et de référence du Datahub pour la préparation de mesures d'approvisionnement économique du pays

L'utilisation du potentiel d'efficacité et de numérisation de la plateforme de données à des fins d'éventuelles mesures de gestion est à saluer. Il convient d'éviter les collectes de données multiples et de traiter le plus efficacement possible les tâches d'exécution des autorités et des organisations. Il faut s'assurer que les cantons reçoivent également les données nécessaires dans le cadre de leurs tâches d'exécution lors de la surveillance des mesures de gestion.

Protection des données lors de la préparation de mesures d'approvisionnement économique du pays

Dans ses explications, le Conseil fédéral précise qu'il faut s'assurer que les données des consommateurs et d'autres informations économiquement sensibles obtenues par le biais du Datahub ne soient pas accessibles à des acteurs non légitimés. En conséquence, l'art. 3a, al. 5, de l'ordonnance doit être adapté de manière à empêcher non seulement le traitement illicite des données, mais aussi l'accès par des tiers non légitimés.

Possibilité d'utiliser les données de mesure et de référence du Datahub pour d'autres tâches d'exécution

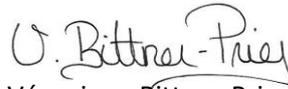
La Confédération et les cantons s'engagent à promouvoir l'utilisation économe et efficace de l'énergie dans les entreprises (art. 46, al. 1, LEne). Les cantons adoptent à cet effet des prescriptions sur les conventions d'objectifs avec les gros consommateurs (art. 46, al. 3, LEne). L'EnDK concrétise la mise en œuvre de cet article relatif aux gros consommateurs dans son Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) au sens d'une aide à l'exécution. Selon ce document, toutes les entreprises dont la consommation d'électricité est supérieure à 0,5 GWh/an ou dont les besoins en chaleur sont supérieurs à 5 GWh doivent établir une analyse de leur consommation énergétique ou conclure une convention d'objectifs avec la Confédération ou le canton compétent. A cette fin, les données de référence et les consommations d'énergie doivent être collectées, ce qui représente un travail considérable pour les cantons et les entreprises d'approvisionnement en énergie. Afin de réduire la charge administrative, il convient de viser une possibilité d'utilisation du Datahub à ces fins. L'art. 8a^{ter}, al. 5, let. c, OApEI doit être adapté de manière à ce que le Datahub transmette aux autorités cantonales, sur demande, les données dont celles-ci ont besoin pour assumer leurs tâches d'exécution non seulement sous une forme pseudonymisée, mais aussi sous une forme non anonymisée.

Nous vous remercions de bien vouloir tenir compte de notre prise de position et restons à votre disposition pour toute question.

Meilleures salutations



Laurent Favre, Conseiller d'État
Président de l'EnDK



Véronique Bittner-Priez
Secrétaire générale de l'EnDK



Genève, le 2 juillet 2025

Le Conseil d'Etat

2150-2025

Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication
(DETEC)
Monsieur Albert Rösti
Conseiller fédéral
3003 Berne

Concerne : modifications d'ordonnances relevant de l'office fédéral de l'énergie soumises à la décision du Conseil fédéral en novembre 2025

Monsieur le Conseiller fédéral,

La consultation de votre département du 14 avril 2025, relative à l'objet précité, nous est bien parvenue et a retenu toute notre attention. Vous trouverez ci-dessous les déterminations de notre Conseil.

Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Compte tenu des spécificités de notre territoire, notre gouvernement soutient le développement diversifié des énergies renouvelables, en particulier celles renforçant la production hivernale. Nous saluons ainsi la fixation d'objectifs intermédiaires d'ici 2030.

Comme la Conférence de directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK), notre Conseil plaide pour des conditions-cadres favorables au développement des technologies de stockage et de déphasage de l'électricité, indispensable à l'intégration des énergies renouvelables. Hormis les solutions visant la modernisation et l'utilisation efficace du réseau, ce volet reste peu traité dans le droit actuel. Nous recommandons donc de définir des bases légales et des objectifs en la matière.

Concernant les centrales hydroélectriques frontalières, limiter l'indemnisation des mesures d'assainissement à la part suisse risque de retarder les travaux d'assainissement. Afin d'éviter des cas de refus de financement par les pays riverains et, *in fine*, d'affaiblir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse, la Confédération doit envisager des solutions alternatives et engager le dialogue avec les États concernés pour une prise en charge équitable des coûts.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Notre gouvernement salue le remplacement du bonus d'altitude par un bonus pour l'électricité hivernale, mieux ciblé sur la sécurité d'approvisionnement hivernale. Toutefois, notre Conseil constate que le système de soutien devient complexe. Il recommande ainsi à l'office fédéral de l'énergie (OFEN) de produire une documentation claire et adaptée aux réalités territoriales pour guider les acteurs concernés par le développement des énergies renouvelables.

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) et ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)

Notre gouvernement soutient l'utilisation des données de mesures et de référence du Datahub pour la préparation de mesures d'approvisionnement économique du pays. Comme l'EnDK, notre Conseil estime important que le traitement de cette tâche s'effectue de manière efficiente et que l'accès des cantons aux données nécessaires à leurs tâches soit garanti. Enfin, notre gouvernement appuie l'élargissement de l'usage du Datahub à d'autres tâches d'exécution, notamment celles liées aux gros consommateurs.

En vous remerciant de nous avoir consultés, nous vous prions de recevoir, Monsieur le Conseiller fédéral, l'assurance de notre haute considération.

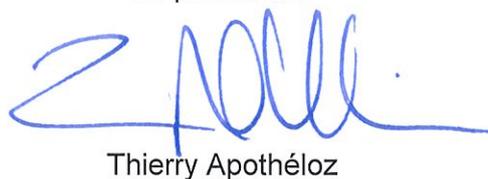
AU NOM DU CONSEIL D'ÉTAT

La chancelière :



Michèle Righetti-El Zayadi

Le président :



Thierry Apothéloz

Regierungsrat
Rathaus
8750 Glarus

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation
3003 Bern

Glarus, 30. Juni 2025
Unsere Ref: 2025-138 / SKGEKO.4888

Vernehmlassung i. S. Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation gab uns in eingangs genannter Angelegenheit die Möglichkeit zur Stellungnahme. Dafür danken wir und lassen uns gerne wie folgt vernehmen:

Der Kanton Glarus schliesst sich der Stellungnahme der Energiedirektorenkonferenz an.

Genehmigen Sie, hochgeachteter Herr Bundesrat, sehr geehrte Damen und Herren, den Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.

Freundliche Grüsse

Für den Regierungsrat


Kaspar Becker
Landammann


Michael Schüepp
Ratsschreiber-Stv.

Beilage: Stellungnahme der Energiedirektorenkonferenz vom 23. Juni 2025

E-Mail an (PDF- und Word-Version): verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



Konferenz Kantonaler Energiedirektoren
Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie
Conferenza dei direttori cantonali dell'energia
Conferenza dals directurs chantunals d'energia

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Per e-mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 23. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns eingeladen, an der Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 teilzunehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen gern wie folgt Stellung:

Energieverordnung EnV

Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Mit dem Stromgesetz, das am 9. Juni 2024 deutlich an der Urne angenommen wurde, hat sich die Schweiz ambitionierte Ziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. Die Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK unterstützt einen raschen und starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen und die Energieversorgung sicherzustellen. Die aufgrund eines linearen Wachstumspfads vorgeschlagenen technologischen Teilziele für 2030 sind ambitiös, aber werden begrüsst.

Die EnDK unterstützt im Besonderen einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher insbesondere auf den Zubau von Winterproduktion fokussiert. Ein ambitioniertes Ziel auch bei der Windenergie wird daher unterstützt. Alle involvierten Kreise sind gefordert, aktiv dazu beizutragen, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Auch bei der Photovoltaik braucht es ein klares Engagement aller betroffenen Akteure, um den Ausbau weiter mit hohem Tempo voranzubringen. Die Kantone engagieren sich entsprechend mit der Anpassung ihrer Richtplangrundlagen. Ebenfalls positiv zum Ausbau beitragen wird auf Ebene der Verfahren der Beschleunigungserlass, welchen die EnDK unterstützt.

Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien

Mit dem starken Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf nach tageszeitlichen und saisonalen Speichermöglichkeiten, um Schwankungen auszugleichen und zur Sicherstellung der Versorgung beizutragen. Im Gegensatz zur Stromproduktion werden Stromspeicher in der Energiegesetzgebung des Bundes bislang kaum berücksichtigt. Die EnDK empfiehlt, dazu Grundlagen und ggf. Ziele auszuarbeiten. Sie begrüsst die vom Bund eingeleiteten Bestrebungen, insbesondere die Einberufung eines runden Tisches zum Thema Energiespeicher unter Einbezug der Kantone.

Finanzierung der Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen nach Hoheitsanteil

Die Wasserkraftwerksbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen bei ihren Wasserkraftwerken (Geschiebehaushalt, Schwall-Sunk, Fischgängigkeit) durchzuführen. Gemäss Art. 34 EnG sind die anfallenden Kosten vollständig zu entschädigen. Diese Regelung geht auf den Gegenvorschlag zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser» zurück, welcher bei allen bestehenden Kraftwerken unabhängig von der Konzessionssituation eine verhältnismässige Sanierung einführt. Um die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber zu wahren und eine Behinderung der Sanierungen durch finanzielle Diskussionen zu vermeiden, wurde dabei die vollständige Kostentragung vorgesehen. Der Grundsatz, dass die Sanierungskosten durch den Bund getragen werden müssen, gilt laut Bundesgericht auch bei Grenzkraftwerken, wobei eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil nicht zulässig ist (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen).

Die Kosten der Sanierungspflicht bei Grenzwasserkraftwerken nur noch für den schweizerischen Hoheitsanteil zu entschädigen, steht dazu im Widerspruch und birgt das Risiko, dass Kosten auf die Kraftwerksbetreiber oder Kantone abgewälzt werden. Sollten wichtige Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken aus Kostengründen nicht realisiert werden, könnte sich dies negativ auf den ökologischen Wert der Sanierung von oberliegenden Anlagen an Schweizer Gewässern auswirken (z.B. bei fehlender Beseitigung von Wanderhindernissen). Eine Verschiebung der Sanierungen auf den Zeitpunkt der Konzessionserneuerung würde sich auf die Rentabilität der Kraftwerke auswirken und könnte dazu führen, dass die Wasserkraftproduktion an Grenzgewässern unattraktiv, die Verhandlungen um eine Neukonzessionierung erschwert und schlimmstenfalls der Erhalt der entsprechenden Produktion gefährdet werden.

Die EnDK lehnt die vorgeschlagene Änderung daher ab. Wird trotzdem eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt, muss der Bund zwingend mit den Anrainerstaaten Vereinbarungen über die Übernahme der hoheitsanteiligen Kosten abschliessen.

Energieförderungsverordnung EnFV

Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus bei grossen Photovoltaikanlagen

Aus Sicht der EnDK braucht es beim Ausbau der erneuerbaren Energien einen starken Fokus auf die Produktion im Winterhalbjahr. Sie begrüsst daher die Einführung des neuen Bonus für grosse Photovoltaikanlagen, die vom 1. Oktober bis 31. März einen Ertrag von mehr als 500 kWh pro kW Leistung aufweisen; dies ermöglicht für die Förderung der Winterstromproduktion mehr Flexibilität.

Dabei ist auf einen möglichst effizienten Vollzug zu achten. Die Fördersysteme werden zunehmend komplex und es wird für die betroffenen Akteure immer schwieriger, die Übersicht zu behalten. Es sollte zumindest eine einfache und klare Wegleitung zur Verfügung gestellt werden. Zudem könnte geprüft werden, ob die Rahmenbedingungen oder Förderkategorien vereinfacht werden können.

Umsetzung des verlängerten Solar-Expresses auf Verordnungsstufe und Einführung einer Förderobergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Die EnDK teilt die Bestrebung nach einer effizienten Allokation von Fördergeldern. Sie gibt bei der geplanten Einführung einer Förderobergrenze jedoch zu bedenken, dass damit in laufende Verfahren eingegriffen wird bei Anlagen, welche vom Parlament zum Zweck eines raschen Zubaus von Winterstromproduktion in einem zeitlich eng befristeten Rahmen gezielt beanreizt wurden. Für diese Anlagen lagen bisher keine Erfahrungswerte vor und sie sind daher mit höheren Unsicherheiten betr. Realisierung und Kosten behaftet, so dass die Projekte bereits unter dem geltenden Rahmen mit technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert sind. Die Förderung ist dabei bereits begrenzt, da der Investitionsbeitrag maximal 60% der anrechenbaren Investitionskosten betragen kann.

Um den Projektanten in diesem Umfeld mehr Zeit für die Fortführung und einen erfolgreichen Abschluss der Projekte zu geben, hat der Gesetzgeber nun eine Verlängerung des Solar-Expresses beschlossen.

Die EnDK begrüsst dies, um den bereits lancierten Projekten eine Chance auf Fortführung zu geben und da die Ausnahmeregelungen des Solar-Expresses weiterhin eng begrenzt bleiben. Darüber hinaus bevorzugt die EnDK einen ordentlichen Rechtsrahmen, wie er im Rahmen des Mantelerlasses beschlossen und nun des Beschleunigungserlasses diskutiert wird, welcher insbesondere den geltenden Planungshoheiten der Kantone Rechnung trägt.

Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei der Wasserkraft

Es sollte vermieden werden, dass die Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei Erneuerungs- und Erweiterungsprojekten der Wasserkraft dazu führt, dass Projekte nach Anhang 1 des StromVG oder andere für die Versorgungssicherheit wichtige Vorhaben (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) bei der Förderung schlechter gestellt werden. Diese erzielen meist nicht eine erhebliche zusätzliche Produktion, sondern verlagern die Produktion, z.B. in den Winter.

Verlängerung der Frist für die Inbetriebnahme-Meldung bei der Geothermie

Die Verlängerung der Frist für die Einreichung der Inbetriebnahme-Meldung wird begrüsst, da damit der Komplexität von Geothermieprojekten besser Rechnung getragen werden kann.

Stromversorgungsverordnung StromVV und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft VOEW

Nutzung von Mess- und Stammdaten des Datahub für die Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen ist zu begrüssen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Datenschutz bei der Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Der Bundesrat präzisiert in seinen Erläuterungen, dass sicherzustellen ist, dass die über den Datahub erhaltenen Verbraucherdaten oder anderen wirtschaftlich sensiblen Informationen nicht unbefugten Akteuren zugänglich sind. Entsprechend ist Art. 3a Abs. 5 VOEW dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

Nutzungsmöglichkeit der Mess- und Stammdaten des Datahub für weitere Vollzugsaufgaben

Bund und Kantone setzen sich für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein (Art. 46 Abs. 1 EnG). Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die EnDK konkretisiert die Umsetzung dieses Grossverbraucherartikels in ihren Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) im Sinne einer Vollzugshilfe. Demnach haben alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 GWh/Jahr oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder dem zuständigen Kanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs anzustreben. Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist

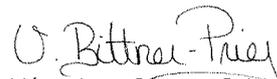
dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlangen nicht nur in pseudonymisierter Form, sondern auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen gerne für Rückfragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Staatsrat Laurent Favre
Präsident EnDK



Véronique Bittner-Priez
Generalsekretärin EnDK



Sitzung vom

1. Juli 2025

Mitgeteilt den

2. Juli 2025

Protokoll Nr.

537/2025

Eidg. Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation (UVEK)
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026; Vernehmlassung an das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Stellungnahme

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 wurden die Kantone eingeladen, zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit der Meinungsäusserung.

Die Regierung unterstützt die Stellungnahme der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) vom 23. Juni 2025 und schliesst sich dieser vollumfänglich an.

Mit den vorgesehenen Änderungen werden in der Energieverordnung des Bundes (EnV; SR 730.01) Zwischenziele gemäss Art. 2 Abs. 4 des Energiegesetzes des

Bundes (EnG; SR 730.0) für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbarer Energie festgelegt. Ferner werden Bestimmungen bezüglich der Erhebung von energiewirtschaftlichen Daten im Zusammenhang mit einer Energiemangellage konkretisiert (Stromversorgungsverordnung [StromVV; SR 734.71] und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft [VOEW; SR 531.35]) sowie moderate Anpassungen am Förderregime für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien vorgenommen (Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, Energieförderungsverordnung, EnFV; SR 730.03).

Darüber hinaus wird die Finanzierung von Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftwerken im Rahmen des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GschG; SR 814.20) und des Bundesgesetzes über die Fischerei (BGF; SR 923.0) durch den Bund neu nach Hoheitsanteil geregelt (EnV). Diesbezüglich ist – analog der EnDK – besonders hervorzuheben, dass die vorgeschlagene Änderung abgelehnt wird und wenn eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt wird, der Bund mit den Anreinerstaaten entsprechende Vereinbarungen für den ausländischen Anteil abschliessen muss. Sollte eine solche nicht zustande kommen, hat die Kostentragung vollständig durch den Bund zu erfolgen, zumal die anfallenden Kosten voll zu entschädigen sind (Art. 34 EnG).

Anträge:

- Wir unterstützen umfassend die Anträge und Ausführungen in der Stellungnahme der EnDK vom 23. Juni 2025.
- Die vorgeschlagene Änderung in Bezug auf die Kostentragung der Sanierungspflicht bei Grenzwasserkraftwerken wird abgelehnt. Wird trotzdem eine hoheitsanteilige Kostentragung von Sanierungsmassnahmen bei Grenzkraftwerken angestrebt, hat der Bund mit den Anreinerstaaten entsprechende Vereinbarungen für den ausländischen Anteil abzuschliessen. Sollte eine solche nicht zustande kommen, hat der Bund die anfallenden Kosten voll zu entschädigen (Art. 34 EnG).

Für eine angemessene Berücksichtigung unserer Bemerkungen und Anträge danken wir Ihnen bestens.



Namens der Regierung

Der Präsident:

Marcus Caduff

Der Kanzleidirektor:

Daniel Spadin

Beilage:

- Stellungnahme der EnDK vom 23. Juni 2025

Kopie an:

- Departement für Volkswirtschaft und Soziales
- Departement für Justiz, Sicherheit und Gesundheit
- Erziehungs-, Kultur- und Umweltschutzdepartement
- Amt für Natur und Umwelt
- Departement für Finanzen und Gemeinden
- Amt für Energie und Verkehr
- Departement für Infrastruktur, Energie und Mobilität

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Per e-mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 23. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns eingeladen, an der Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 teilzunehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen gern wie folgt Stellung:

Energieverordnung EnV

Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Mit dem Stromgesetz, das am 9. Juni 2024 deutlich an der Urne angenommen wurde, hat sich die Schweiz ambitionierte Ziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. Die Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK unterstützt einen raschen und starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen und die Energieversorgung sicherzustellen. Die aufgrund eines linearen Wachstumspfad vorgeschlagenen technologischen Teilziele für 2030 sind ambitiös, aber werden begrüsst.

Die EnDK unterstützt im Besonderen einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher insbesondere auf den Zubau von Winterproduktion fokussiert. Ein ambitioniertes Ziel auch bei der Windenergie wird daher unterstützt. Alle involvierten Kreise sind gefordert, aktiv dazu beizutragen, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Auch bei der Photovoltaik braucht es ein klares Engagement aller betroffenen Akteure, um den Ausbau weiter mit hohem Tempo voranzubringen. Die Kantone engagieren sich entsprechend mit der Anpassung ihrer Richtplangrundlagen. Ebenfalls positiv zum Ausbau beitragen wird auf Ebene der Verfahren der Beschleunigerlass, welchen die EnDK unterstützt.

Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien

Mit dem starken Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf nach tageszeitlichen und saisonalen Speichermöglichkeiten, um Schwankungen auszugleichen und zur Sicherstellung der Versorgung beizutragen. Im Gegensatz zur Stromproduktion werden Stromspeicher in der Energiegesetzgebung des Bundes bislang kaum berücksichtigt. Die EnDK empfiehlt, dazu Grundlagen und ggf. Ziele auszuarbeiten. Sie begrüsst die vom Bund eingeleiteten Bestrebungen, insbesondere die Einberufung eines runden Tisches zum Thema Energiespeicher unter Einbezug der Kantone.

Finanzierung der Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen nach Hoheitsanteil

Die Wasserkraftwerksbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen bei ihren Wasserkraftwerken (Geschiebehaushalt, Schwall-Sunk, Fischgängigkeit) durchzuführen. Gemäss Art. 34 EnG sind die anfallenden Kosten vollständig zu entschädigen. Diese Regelung geht auf den Gegenvorschlag zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser» zurück, welcher bei allen bestehenden Kraftwerken unabhängig von der Konzessionssituation eine verhältnismässige Sanierung einführte. Um die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber zu wahren und eine Behinderung der Sanierungen durch finanzielle Diskussionen zu vermeiden, wurde dabei die vollständige Kostentragung vorgesehen. Der Grundsatz, dass die Sanierungskosten durch den Bund getragen werden müssen, gilt laut Bundesgericht auch bei Grenzkraftwerken, wobei eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil nicht zulässig ist (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen).

Die Kosten der Sanierungspflicht bei Grenzwasserkraftwerken nur noch für den schweizerischen Hoheitsanteil zu entschädigen, steht dazu im Widerspruch und birgt das Risiko, dass Kosten auf die Kraftwerksbetreiber oder Kantone abgewälzt werden. Sollten wichtige Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken aus Kostengründen nicht realisiert werden, könnte sich dies negativ auf den ökologischen Wert der Sanierung von oberliegenden Anlagen an Schweizer Gewässern auswirken (z.B. bei fehlender Beseitigung von Wanderhindernissen). Eine Verschiebung der Sanierungen auf den Zeitpunkt der Konzessionserneuerung würde sich auf die Rentabilität der Kraftwerke auswirken und könnte dazu führen, dass die Wasserkraftproduktion an Grenzgewässern unattraktiv, die Verhandlungen um eine Neukonzessionierung erschwert und schlimmstenfalls der Erhalt der entsprechenden Produktion gefährdet werden.

Die EnDK lehnt die vorgeschlagene Änderung daher ab. Wird trotzdem eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt, muss der Bund zwingend mit den Anrainerstaaten Vereinbarungen über die Übernahme der hoheitsanteiligen Kosten abschliessen.

Energieförderungsverordnung EnFV

Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus bei grossen Photovoltaikanlagen

Aus Sicht der EnDK braucht es beim Ausbau der erneuerbaren Energien einen starken Fokus auf die Produktion im Winterhalbjahr. Sie begrüsst daher die Einführung des neuen Bonus für grosse Photovoltaikanlagen, die vom 1. Oktober bis 31 März einen Ertrag von mehr als 500 kWh pro kW Leistung aufweisen; dies ermöglicht für die Förderung der Winterstromproduktion mehr Flexibilität.

Dabei ist auf einen möglichst effizienten Vollzug zu achten. Die Fördersysteme werden zunehmend komplex und es wird für die betroffenen Akteure immer schwieriger, die Übersicht zu behalten. Es sollte zumindest eine einfache und klare Wegleitung zur Verfügung gestellt werden. Zudem könnte geprüft werden, ob die Rahmenbedingungen oder Förderkategorien vereinfacht werden können.

Umsetzung des verlängerten Solar-Expresses auf Verordnungsstufe und Einführung einer Förderobergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Die EnDK teilt die Bestrebung nach einer effizienten Allokation von Fördergeldern. Sie gibt bei der geplanten Einführung einer Förderobergrenze jedoch zu bedenken, dass damit in laufende Verfahren eingegriffen wird bei Anlagen, welche vom Parlament zum Zweck eines raschen Zubaus von Winterstromproduktion in einem zeitlich eng befristeten Rahmen gezielt beanreicht wurden. Für diese Anlagen lagen bisher keine Erfahrungswerte vor und sie sind daher mit höheren Unsicherheiten betr. Realisierung und Kosten behaftet, so dass die Projekte bereits unter dem geltenden Rahmen mit technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert sind. Die Förderung ist dabei bereits begrenzt, da der Investitionsbeitrag maximal 60% der anrechenbaren Investitionskosten betragen kann.

Um den Projektanten in diesem Umfeld mehr Zeit für die Fortführung und einen erfolgreichen Abschluss der Projekte zu geben, hat der Gesetzgeber nun eine Verlängerung des Solar-Expresses beschlossen.

Die EnDK begrüsst dies, um den bereits lancierten Projekten eine Chance auf Fortführung zu geben und da die Ausnahmeregelungen des Solar-Expresses weiterhin eng begrenzt bleiben. Darüber hinaus bevorzugt die EnDK einen ordentlichen Rechtsrahmen, wie er im Rahmen des Mantelerlasses beschlossen und nun des Beschleunigungserlasses diskutiert wird, welcher insbesondere den geltenden Planungshoheiten der Kantone Rechnung trägt.

Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei der Wasserkraft

Es sollte vermieden werden, dass die Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei Erneuerungs- und Erweiterungsprojekten der Wasserkraft dazu führt, dass Projekte nach Anhang 1 des StromVG oder andere für die Versorgungssicherheit wichtige Vorhaben (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) bei der Förderung schlechter gestellt werden. Diese erzielen meist nicht eine erhebliche zusätzliche Produktion, sondern verlagern die Produktion, z.B. in den Winter.

Verlängerung der Frist für die Inbetriebnahme-Meldung bei der Geothermie

Die Verlängerung der Frist für die Einreichung der Inbetriebnahme-Meldung wird begrüsst, da damit der Komplexität von Geothermieprojekten besser Rechnung getragen werden kann.

Stromversorgungsverordnung StromVV und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft VOEW

Nutzung von Mess- und Stammdaten des Datahub für die Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen ist zu begrüssen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Datenschutz bei der Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Der Bundesrat präzisiert in seinen Erläuterungen, dass sicherzustellen ist, dass die über den Datahub erhaltenen Verbraucherdaten oder anderen wirtschaftlich sensiblen Informationen nicht unbefugten Akteuren zugänglich sind. Entsprechend ist Art. 3a Abs. 5 VOEW dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

Nutzungsmöglichkeit der Mess- und Stammdaten des Datahub für weitere Vollzugsaufgaben

Bund und Kantone setzen sich für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein (Art. 46 Abs. 1 EnG). Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die EnDK konkretisiert die Umsetzung dieses Grossverbraucherartikels in ihren Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) im Sinne einer Vollzugshilfe. Demnach haben alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 GWh/Jahr oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder dem zuständigen Kanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs anzustreben. Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist

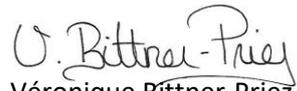
dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlangen nicht nur in pseudonymisierter Form, sondern auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen gerne für Rückfragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Staatsrat Laurent Favre
Präsident EnDK



V. Bittner-Priez
Véronique Bittner-Priez
Generalsekretärin EnDK

Hôtel du Gouvernement – 2, rue de l'Hôpital, 2800 Delémont

Hôtel du Gouvernement
2, rue de l'Hôpital
CH-2800 Delémont

t +41 32 420 51 11
f +41 32 420 72 01
chancellerie@jura.ch

Par courriel (Word et PDF) à :
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication - DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Delémont, le 24 juin 2025

Modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026 : prise de position

Monsieur le Conseiller fédéral,

Par courrier du 14 avril 2025, vous avez invité le Gouvernement jurassien à participer à la consultation relative à la révision des ordonnances précitées. Il vous en remercie.

Par la présente, le Gouvernement vous informe qu'il se rallie à la prise de position de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK).

Le Gouvernement jurassien vous prie de croire, Monsieur le Conseiller fédéral, à sa haute considération.

AU NOM DU GOUVERNEMENT DE LA
RÉPUBLIQUE ET CANTON DU JURA


Martial Courtet
Président




Jean-Baptiste Maître
Chancelier d'Etat

Bau-, Umwelt- und Wirtschaftsdepartement

Bahnhofstrasse 15
Postfach 3768
6002 Luzern
Telefon 041 228 51 55
buwd@lu.ch
www.lu.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Per E-Mail:

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Luzern, 1. Juli 2025

Protokoll-Nr.: 802

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 29. Januar 2025 haben Sie unter anderem die Kantone eingeladen, zu den erwähnten Verordnungsänderungen Stellung zu nehmen.

Im Namen und Auftrag des Regierungsrates teile ich Ihnen mit, dass der Kanton Luzern sich der Stellungnahme der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren anschliesst und keine Ergänzungen dazu hat.

Besten Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse



Fabian Peter
Regierungsrat



LE CONSEIL D'ÉTAT

DE LA RÉPUBLIQUE ET
CANTON DE NEUCHÂTEL

Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Modifications de plusieurs ordonnances dans le domaine de l'énergie

Monsieur le conseiller fédéral,
Mesdames, Messieurs,

Le Conseil d'État de la République et Canton de Neuchâtel a pris connaissance du sujet de la consultation du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et vous remercie de lui offrir la possibilité de donner son avis sur la modification de plusieurs ordonnances dans le domaine de l'énergie, à savoir l'Ordonnance sur l'énergie (OEne), l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR), l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) et l'Ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE).

À l'exception des dispositions relatives au « Solarexpress » (voir ci-dessous), le Conseil d'État se rallie à la prise de position de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK), du 23 juin dernier, et vous prie de bien vouloir tenir compte de ses remarques.

Le Conseil d'État ne soutient pas les modifications de l'OEneR concernant le remplacement du bonus d'altitude par un bonus pour l'électricité hivernale pour les grandes installations photovoltaïques. En effet, dans l'esprit du « Solarexpress », ces dispositions concernaient des projets alpins. Or, nous sommes d'avis que ce n'est pas applicable au contexte des Montagnes neuchâteloises, ce qui deviendrait le cas avec cette modification.

Le dispositif introduit par l'art. 71a LEne vise à simplifier et raccourcir les procédures en stipulant expressément pour de tels projets de grandes installations photovoltaïques qu'elles ne sont pas soumises à l'obligation d'aménager le territoire. Or, en supprimant l'obligation d'aménager le territoire, la disposition prive les cantons de la possibilité de s'exprimer politiquement quant à l'acceptation d'un tel projet, vu qu'il lui appartient uniquement de vérifier que le projet respecte les conditions posées par le droit. Cette absence d'approche politique a été partiellement corrigée en prévoyant l'accord de la commune dans la LEne, puis précisé par l'OEne qui indique à l'art. 9f que l'accord de la commune est obtenu selon la procédure qui s'applique pour l'édiction des lois communales. Le Conseil d'État est d'avis qu'il conviendrait de restituer également aux cantons la possibilité de prendre politiquement position sur le dossier par exemple en complétant l'art. 9f OEne d'un second alinéa prévoyant

que le canton doit également exprimer un accord, indépendamment de l'autorisation prévue à l'art. 9g OEne. Cet accord devrait pouvoir être formulé avant le dépôt formel du dossier, à l'instar de ce qui se passe pratiquement avec l'accord communal.

En vous remerciant de nous avoir consulté, nous vous prions de croire, Monsieur le conseiller fédéral, Mesdames, Messieurs, à l'assurance de notre haute considération.

Neuchâtel, le 7 juillet 2025



Au nom du Conseil d'État :

Le président,
C. GRAF

La chancelière,
S. DESPLAND



CH-6371 Stans, Dorfplatz 2, Postfach 1246, STK

PER E-MAIL

Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Herr Bundesrat Albert Rösti
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Telefon 041 618 79 02
staatskanzlei@nw.ch
Stans, 24. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026. Stellungnahme

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Mit Schreiben vom 14. April 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK die Kantone eingeladen, sich zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 vernehmen zu lassen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und lassen uns wie folgt vernehmen.

1 Allgemein

Die vorliegenden Revisionen schaffen konsistente und pragmatische Rahmenbedingungen zur Verbesserung der Energiesicherheit. Der Regierungsrat des Kantons Nidwalden unterstützt die Vorlagen grundsätzlich unter den Bedingungen, dass:

- die kantonalen Behörden frühzeitig und umfassend in operative Prozesse (Datenabruf, Massnahmenumsetzung) eingebunden werden;
- die technischen Schnittstellen zur zentralen Datenplattform mit Blick auf föderale Anforderungen nutzerfreundlich ausgestaltet werden;
- bei der Umsetzung von Kontingentierungs- und Abschaltmassnahmen weiterhin Raum für regionale Priorisierungen und Versorgungssicherungsbedarf bleibt.

2 Energieverordnung (EnV)

2.1 Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Mit dem Stromgesetz, das am 9. Juni 2024 an der Urne angenommen wurde, hat sich die Schweiz ambitionierte Ziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. Der Regierungsrat des Kantons Nidwalden unterstützt einen raschen und starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, um das Netto-Null-Ziel bis 2050 zu erreichen und die Energieversorgung sicherzustellen. Die aufgrund eines linearen Wachstumspfad vorgeschlagenen Ziele für 2030

sind allerdings sehr ambitiös. Bei der Windkraft ist nach jahrzehntelangem Stillstand nicht davon auszugehen, dass in nur fünf Jahren 2 Terrawattstunden (TWh) zugebaut werden können. Bei der Photovoltaik ist gemäss der Branche nach den hervorragenden Zubau-Raten der letzten Jahre für dieses und nächstes Jahr mit einem deutlichen Einbruch zu rechnen. Um das Ziel von 18.7 TWh im Jahr 2030 zu erreichen, müssten pro Jahr deutlich mehr als 2 TWh zugebaut werden. Folglich scheint nach heutigen Erkenntnissen auch dieses Ziel unrealistisch.

2.2 Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien

Mit dem starken Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf nach tageszeitlichen und insbesondere saisonalen Speichermöglichkeiten, um Schwankungen im Netz auszugleichen und zur Stromversorgung mit erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr beizutragen.

Im Gegensatz zur Stromproduktion werden Stromspeicher in der Energiegesetzgebung bislang kaum berücksichtigt. Es wird empfohlen, dazu Grundlagen und Ziele auszuarbeiten. Insbesondere die heute schon vorhandenen Technologien, beispielsweise die Speicherung von Strom in Wasserkraftwerken, sollten vermehrt genutzt werden. Die Rahmenbedingungen sollten dahingehend angepasst werden, dass der Ausbau von bestehenden Wasserkraftwerken zu Pumpspeicherkraftwerken finanziell attraktiv wird. Mögliche Ansätze sind die finanzielle Förderung dieser Bauvorhaben, aber auch vermehrt angebotsorientierte Stromtarife (geringer Strompreis bei Überangebot im Sommer, hoher Strompreis bei geringer Produktion im Winter). Damit könnte der bis anhin nicht rentable Zubau von Speicherkapazitäten finanziell attraktiver werden.

3 Energieförderungsverordnung (EnFV)

3.1 Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus bei grossen Photovoltaikanlagen

Es braucht beim Ausbau der erneuerbaren Energien einen starken Fokus auf die Produktion im Winterhalbjahr. Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) können auch in Höhenlagen unter 1'500 m ü. M. auf Winterproduktion optimiert werden und in Gebieten mit wenig Nebel eine gute Winterproduktion aufweisen. Die Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus wird daher begrüsst.

Mit zunehmender Komplexität der finanziellen Förderung der Photovoltaikanlagen wird es allerdings für die Gesuchstellenden schwierig, die Übersicht zu behalten.

Antrag

Es sollte geprüft werden, ob es tatsächlich so viele unterschiedliche Förderkategorien braucht. Insbesondere die Differenzierung zwischen Rückspeisung, Selbstverbrauch und Anlagegrösse sollte aus unserer Sicht deutlich vereinfacht oder ganz abgeschafft werden.

Aufgrund der Tatsache, dass die zukünftigen Herausforderungen zunehmend im Bereich der Speicherung und weniger im Bereich der Produktion liegen werden, ist aus unserer Sicht zu prüfen, ob die flächendeckende Förderung der PV-Anlagen (auch derer, die etwa bei Neubauten von Gesetzes wegen vorgeschrieben sind) nicht zugunsten der Speicherförderung heruntergefahren werden sollte, indem beispielsweise nur noch PV-Anlagen im Bestandesbau gefördert werden. Damit könnten die begrenzten Fördermittel vermehrt nutzenorientiert eingesetzt werden.

3.2 Umsetzung des verlängerten Solar-Expresses auf Verordnungsstufe und Einführung einer Förderobergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Die Bestrebung nach einer effizienten Allokation von Fördergeldern unterstützt der Regierungsrat des Kantons Nidwalden.

3.3 Geothermie

Die Verlängerung der Frist für die Einreichung der Inbetriebnahme-Meldung wird ebenfalls begrüsst.

4 Stromversorgungsverordnung (StromVV) und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

4.1 Allgemeines

Die gesetzliche Verankerung des Zugangs zu Endverbraucher- und Netzbetreiberdaten über die nationale Datenplattform gemäss Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. b^{bis} StromVV sowie Art. 3a VOEW wird unterstützt. Für die Umsetzung ist zentral, dass die Datenbereitstellung technisch zuverlässig erfolgt und die Schnittstelle zur zentralen Datenplattform auch für die kantonalen Notorganisationen mit geringem Aufwand anwendbar ist. Wichtig dabei ist auch die hindernisfreie Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten. Es muss sichergestellt sein, dass sämtliche datengestützten Prozesse möglichst barrierearm und effizient ablaufen können, um Verwaltungsaufwand zu minimieren und die Nutzbarkeit zu maximieren.

Besonderes Augenmerk ist zudem auf die konsequente Umsetzung des Once-Only-Prinzips zu legen: Daten sollen nur einmal erhoben und anschliessend medienbruchfrei für alle berechtigten Verwaltungsprozesse verfügbar gemacht werden.

4.2 Nutzung von Mess- und Stammdaten des Datahub für die Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen ist zu begrüessen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln.

Antrag

Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

4.3 Datenschutz bei der Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Der Bundesrat präzisiert in seinen Erläuterungen, dass sicherzustellen ist, dass die über den Datahub erhaltenen Verbraucherdaten oder andere wirtschaftlich sensible Informationen nicht unbefugten Akteuren zugänglich sind.

Antrag

Art. 3a Abs. 5 VOEW ist dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

4.4 Nutzungsmöglichkeit der Mess- und Stammdaten des Datahubs für weitere Vollzugsaufgaben

Bund und Kantone setzen sich für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein (Art. 46 Abs. 1 EnG). Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) konkretisiert die Umsetzung dieses Grossverbraucherartikels in ihren Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) im Sinne einer Vollzugshilfe. Demnach haben alle Unternehmen mit einem jährlichen Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 Gigawattstunde (GWh) oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder dem Kanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs anzustreben.

Antrag

Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlagen auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Wir bedanken uns für Ihre Kenntnisnahme und Berücksichtigung unserer Anträge.

Freundliche Grüsse
NAMENS DES REGIERUNGSRATES


Res Schmid
Landammann




lic. iur. Armin Eberli
Landschreiber

Geht an:
- verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



CH-6060 Sarnen, BRD

Per E-Mail an

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Sarnen, 30. Juni 2025

Vernehmlassung: Stellungnahme Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat den Regierungsrat mit Schreiben vom 14. April 2025 eingeladen, zu den vorgesehenen Teilrevisionen der Energieförderungsverordnung (EnFV), der Energieverordnung (EnV) und der Stromversorgungsverordnung (StromVV) sowie der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) Stellung zu nehmen.

Grundsätzlich begrüssen wir die vorgesehenen Änderungen und schliessen uns der detaillierten Stellungnahme der Energiedirektorenkonferenz (EnDK) an. Insbesondere möchten wir hervorheben, dass die Nutzung der Datenplattform für weitere Zwecke (Vollzug Grossverbraucherartikel) sehr sinnvoll ist. Gleichzeitig kommt dem Datenschutz eine hohe Bedeutung zu. Dieser muss entsprechend geregelt werden.

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme danken wir Ihnen.

Freundliche Grüsse

Bau- und Raumentwicklungsdepartement



Josef Hess
Regierungsrat

Kopie an:

- Zirkulationsmappe Regierungsrat
- Volkswirtschaftsdepartement
- Bau- und Raumentwicklungsdepartement
- Amt für Raumentwicklung und Energie, Energie- und Klimafachstelle

T +41 52 632 73 67
sekretariat-bd@sh.ch

Baudepartement

Bundesamt für Energie

per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Schaffhausen, 9. Juli 2025

Vernehmlassung UVEK betreffend Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns zur Stellungnahme in obgenannter Angelegenheit eingeladen, wofür wir uns bedanken. Gerne nehmen wir zu den einzelnen Verordnungsänderungen wie folgt Stellung:

Energieverordnung (EnV)

Wir beantragen, die Änderung des Anhang 3, Ziffer 3.2 der EnV ersatzlos zu streichen.

Begründung: Die geplante Änderung von Anhang 3, Ziff. 3.2 der EnV zur Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils bei GSchG-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen verstösst unseres Erachtens gegen den Grundsatz in Art. 34 des Energiegesetzes (EnG), wonach den Inhabern einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer (GSchG) oder nach Art. 10 des Bundesgesetzes über die Fischerei (BGF) zu erstatten sind. Laut Bundesgericht gilt dieser Grundsatz auch bei Grenzkraftwerken (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen). Eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil erachtet das oberste Schweizer Gericht als nicht zulässig. Mit dieser Ergänzung der EnV wird der Vollzug der Rechtsprechung gemäss erwähntem Entscheid grösstenteils umgangen. Zudem führt die vorgesehene Änderung zu einer Ungleichbehandlung der Grenzkraftwerke im Vergleich zu die «innerschweizerischen» Kraftwerken. Art. 34 EnG geht auf den Gegenentwurf zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser»

zurück. Durch die volle Erstattung der Sanierungskosten sollten erstens die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber gewahrt und zweitens verhindert werden, dass finanzielle Diskussionen die Umsetzung der Sanierungen behindern. Die Defizite bei Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe sollten bei allen bestehenden Kraftwerken und unabhängig von der Konzessionssituation mittels entschädigter, verhältnismässiger Massnahmen behoben werden. Wird bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Hoheitsanteil der anfallenden Kosten entschädigt, führt dies zu sehr hohen Investitionskosten bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen, die von den Nachbarländern nicht entschädigt werden. Dadurch ist sehr wahrscheinlich, dass grosse Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken nicht realisiert werden. Dies widerspricht jedoch der Absicht von Art. 34 GSchG sowie den Anforderungen aus der Gewässerschutz- und Fischereigesetzgebung. Das Bundesverwaltungsgericht hat festgehalten, dass der Umstand, dass das Schweizer Recht eine vollständige Sanierung für alle Wasserkraftwerke, ungeachtet ihres Hoheitsstatus, vorsieht und eine bloss teilweise Sanierung faktisch nicht möglich ist, was ebenfalls für eine volle Entschädigung spricht. Schliesslich hat auch der Bundesrat in der konkretisierenden Verordnung keine Kürzung der Entschädigungen vorgesehen. Unter diesen Umständen ist nicht von dem klaren Wortlaut von Art. 34 EnG abzuweichen. Die vorliegende Anpassung des Anhangs der EnV führt dazu, dass sowohl vorgenannte Gesetzesbestimmungen sowie der Entscheid des Bundesgerichtes umgangen werden. Aus unserer Sicht ist diese Aushebelung der rechtlichen Bestimmungen der Gewässerschutz-, Fischerei- und Energiegesetzgebung weder zulässig noch akzeptabel. Für die Sanierungsmassnahmen bei den Anlagen im Kanton Schaffhausen sind alle Grenzwasserkraftwerke am Rhein wichtig. Fehlt bei diesen Anlagen die dringend erforderliche Sanierung der Fischgängigkeit und gegebenenfalls des Geschiebehaushalts, würden die Wandermöglichkeiten von Mittel- und Langdistanzwanderern (Lachs und Aal) stark eingeschränkt. Falls die Wanderhindernisse am Hochrhein nicht mit gut funktionierenden Fischwanderanlagen behoben werden, nimmt der ökologische Wert der laufenden Sanierungen in den rein schweizerischen Flüssen ab. Dies steht auch im Widerspruch zu internationalen Abkommen, welche die Schweiz eingegangen ist (Übereinkommen vom 12. April 1999 zum Schutz des Rheins). Im Kanton Schaffhausen wären von der vorgesehenen Änderung der EnV voraussichtlich die beiden Grenzkraftwerke Schaffhausen und Wunderklingen direkt betroffen. Beide Anlagen müssten massive Mehrinvestitionen zusätzlich selber tätigen. Wir lehnen die Änderung des Anhang 3, Ziffer 3.2 der EnV deshalb entschieden ab.

In der Verordnung sollen Zwischenziele für den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien festgelegt werden. Wir begrüssen, dass diese für jede Technologie einzeln fixiert sind und somit nicht einseitig durch Photovoltaik erbracht werden. Dies stärkt die Versorgungssicherheit vor allem im Winterhalbjahr. Der starke Zubau dieser Energien bringt einen steigenden Bedarf von Speichertechnologien und Flexibilitäten mit sich. Wir fordern den Bundesrat auf, entsprechende

Rahmenbedingungen festzulegen. Insbesondere soll auch der Umgang mit Rückspeisungen aus diesen Speichertechnologien (z.B. aus Fahrzeugbatterien) geregelt und ermöglicht werden.

Energieförderverordnung (EnFV)

Wir begrüßen den Ersatz des Höhenbonus durch den Winterstrombonus. Damit wird ein zielgerichteter Einsatz der Fördergelder sichergestellt.

Stromversorgungsverordnung (StromVV) / Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Wir begrüßen, dass für die Bewältigung einer Strommangellage keine eigene Verbrauchsdatenbank aufgebaut wird und somit der Aufwand auf ein Minimum reduziert werden kann.

Für die Berücksichtigung unserer Anträge bzw. Stellungnahme bedanken wir uns

Freundliche Grüsse

DER DEPARTEMENTSVORSTEHER



Martin Kessler, Regierungspräsident

Kopie an:

- Energiefachstelle
- Tiefbau Schaffhausen, Abteilung Gewässer

6431 Schwyz, Postfach 1260

per E-Mail

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
3003 Bern
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Schwyz, 27. Mai 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE)

Vernehmlassung des Kantons Schwyz

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Mit Schreiben vom 14. April 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) den Kantonsregierungen die Unterlagen zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE betreffend:

- Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien vom 1. November 2017 (Energieförderungsverordnung [EnFV, SR 730.03]);
- Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV, SR 730.01);
- Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV, SR 734.71);
- Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft vom 10. Mai 2017 (VOEW, SR 531.35);

zur Vernehmlassung bis 21. Juli 2025 unterbreitet.

Die vorgeschlagenen Änderungen der Verordnungen werden begrüsst.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und versichern Sie, Herr Bundesrat, unserer vorzüglichen Hochachtung.

Im Namen des Regierungsrates:



Michael Stähli
Landammann



Dr. Mathias E. Brun
Staatsschreiber

Regierungsrat

Rathaus
Barfüssergasse 24
4509 Solothurn
so.ch

Bundesamt für Energie
3003 Bern

per E-Mail an:
verordnungsrevisionen@
bfe.admin.ch

1. Juli 2025

Vernehmlassung zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 geben Sie uns die Gelegenheit, zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellung zu nehmen.

Wir unterstützen die geplanten Verordnungsänderungen zur Verbesserung der sicheren Stromversorgung mit einheimischen, erneuerbaren Energien. Die Festlegung der einzelnen Technologieziele ist besonders für den benötigten Zubau von Windenergie und Photovoltaik wichtig und sendet klare Signale an alle Beteiligten. Ebenso erwarten wir von den geplanten Anpassungen bei der Förderung eine Verbesserung des Kosten-Nutzenverhältnisses und einen effizienteren Gesamteinsatz der Fördermittel für den Zubau von erneuerbarem Strom.

Besonders begrüssen wir die Ablösung des Höhenbonus für Photovoltaikanlagen durch einen Winterstrombonus. Mit der neuen Berechnungsweise wird dem Umstand Rechnung getragen, dass auch Photovoltaikanlagen in tieferen Lagen für die Produktion von Winterstrom optimiert werden können. So können auch Photovoltaikanlagen mit überdurchschnittlichem Winterertrag im Mittelland sinnvoll unterstützt werden.

Abschliessend verweisen wir auf die Stellungnahme der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) zur Vernehmlassung der Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026. Wir schliessen uns dieser an.

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme danken wir Ihnen bestens.

IM NAMEN DES REGIERUNGSRATES

sig. Sandra Kolly
Frau Landammann

sig. Andreas Eng
Staatsschreiber



Regierungsrätin Susanne Hartmann Gillessen
Departementsvorsteherin

Bau- und Umweltdepartement, Generalsekretariat, Lämmli brunnenstrasse 54, 9001 St.Gallen

Per Email

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
3003 Bern

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Susanne Hartmann Gillessen
Regierungsrätin

Generalsekretariat
Lämmli brunnenstrasse 54
9001 St.Gallen
T +41 58 229 30 00
susanne.hartmann@sg.ch

St.Gallen, 5. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE); Vernehmlassungsantwort

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 laden Sie uns zur Vernehmlassung zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 ein. Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme und äussern uns nachfolgend zu den einzelnen Teilrevisionen:

Energieverordnung EnV

Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Das Stromgesetz wurde am 9. Juni 2024 an der Urne deutlich angenommen. Die Schweiz hat sich damit ambitionierte Ziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. Der Kanton St.Gallen unterstützt einen raschen und starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, um die Energieversorgung sicherzustellen und das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Die aufgrund eines linearen Wachstumspfad vorgeschlagenen Ziele für das Jahr 2030 und die Festlegung technologischer Teilziele begrüßen wir.

Der Kanton St.Gallen unterstützt im Besonderen einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien, der insbesondere auf den Zubau von Winterproduktion fokussiert. Ein ambitioniertes Ziel bei der Windenergie wird daher begrüsst. Alle interessierten Kreise sind gefordert, aktiv dazu beizutragen, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Der Kanton St.Gallen hat entsprechende Anpassungen am kantonalen Richtplan vorgenommen. Ebenfalls positiv zum Ausbau beitragen wird auf Ebene der Verfahren der Beschleunigungserlass.

Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien

Mit dem starken Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf nach tageszeitlichen und saisonalen Speichermöglichkeiten, um Schwankungen



auszugleichen und zur Sicherstellung der Versorgung beizutragen. Im Gegensatz zur Stromproduktion werden Stromspeicher in der Energiegesetzgebung bislang noch kaum berücksichtigt. Wir regen deshalb an, dazu Grundlagen und ggf. Ziele auszuarbeiten. Wir begrüssen die vom Bund eingeleiteten Bestrebungen, insbesondere die Einberufung eines runden Tisches zum Thema Energiespeicher unter Einbezug der Kantone.

Finanzierung der Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen nach Hoheitsanteil

Die Wasserkraftwerksbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen bei ihren Wasserkraftwerken (Geschiebehaushalt, Schwall-Sunk, Fischgängigkeit) durchzuführen. Gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (SR 730.0; abgekürzt EnG) sind die anfallenden Kosten vollständig zu entschädigen. Die Kosten dieser Sanierungspflicht bei Grenzwasserkraftwerken nur noch für den schweizerischen Hoheitsanteil zu entschädigen, steht dazu im Widerspruch und birgt das Risiko, dass sich die entsprechenden Sanierungsmassnahmen verzögern.

Wird eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt, müsste der Bund mit den Anrainerstaaten Vereinbarungen über die Übernahme der hoheitsanteiligen Kosten abschliessen. Sollte ein Anrainerstaat dazu nicht bereit sein, müsste die Kostenübernahme vollständig durch den Bund erfolgen. Andernfalls müsste die Möglichkeit bestehen, auf eine Sanierung, deren Kosten im Verhältnis zum schweizerischen Produktionsteil und zum ökologischen Gewinn als unverhältnismässig erachtet werden, zu verzichten.

Energieförderungsverordnung EnFV

Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus bei grossen Photovoltaikanlagen

Aus Sicht des Kantons St.Gallen braucht es beim Ausbau der erneuerbaren Energien einen starken Fokus auf die Produktion im Winterhalbjahr. Photovoltaikanlagen können im Kanton St.Gallen auch unter 1500 m ü. M. auf Winterproduktion optimiert werden. Die Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus wird daher begrüsst. Es ist dabei auf einen möglichst effizienten Vollzug zu achten.

Umsetzung des verlängerten Solar-Expresses auf Verordnungsstufe und Einführung einer Förderobergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Der Kanton St.Gallen teilt die Bestrebung nach einer effizienten Verwendung von Fördergeldern. Er gibt bei der geplanten Einführung einer Förderobergrenze jedoch zu bedenken, dass damit in laufende Verfahren eingegriffen wird – insbesondere bei Anlagen, für die das Parlament zeitlich eng befristet Anreize gesetzt hat, um einen gezielten Zubau der Winterstromproduktion zu fördern. Für solche Anlagen liegen bisher keine Erfahrungswerte vor, weshalb ihre Erstellung und ihr Betrieb mit höheren Unsicherheiten behaftet sind. Wir regen deshalb an zu prüfen, ob allfällige Härten durch die Einführung von Projektierungsbeiträgen – wie sie für Wasser-, Wind- und Geothermieanlagen vorgesehen sind – abgefedert werden können.



Stromversorgungsverordnung StromVV und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft VOEW

Nutzung von Mess- und Stammdaten des Datahub für die Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen wird von Seiten des Kantons St.Gallen begrüsst. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Es ist deshalb sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Datenschutz bei der Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Der Bundesrat präzisiert in seinen Erläuterungen, dass sicherzustellen ist, dass die über den Datahub erhaltenen Verbraucherdaten sowie andere wirtschaftlich sensible Informationen nicht unbefugten Akteuren zugänglich sind. Entsprechend ist Art. 3a Abs. 5 VOEW dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

Nutzungsmöglichkeit der Mess- und Stammdaten des Datahub für weitere Vollzugsaufgaben

Bund und Kantone setzen sich für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein (Art. 46 Abs. 1 EnG). Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die EnDK konkretisiert die Umsetzung dieses Grossverbraucherartikels in ihren Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) im Sinne einer Vollzugshilfe. Demnach haben alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von jährlich mehr als 0,5 GWh oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder einem Kanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs zu realisieren. Art. 8ater Abs. 5 Bst. c StromVV ist entsprechend dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlagen nicht nur in pseudonymisierter Form, sondern auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Susanne Hartmann Gillessen
Regierungsrätin



Kopie an:

- Volkswirtschaftsdepartement
- Amt für Wasser und Energie

Numero
3481

sl

0

Bellinzona
9 luglio 2025

Consiglio di Stato
Piazza Governo 6
Casella postale 2170
6501 Bellinzona
telefono +41 91 814 41 11
fax +41 91 814 44 35
e-mail can@ti.ch
web www.ti.ch

Repubblica e Cantone
Ticino

Il Consiglio di Stato

Signor Consigliere federale
Albert Rösti
Direttore DATEC
3003 Berna

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
(pdf e word)

Procedura di consultazione

Modifiche di ordinanze nell'ambito di competenza dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) con entrata in vigore il 1° gennaio 2026

Signor Consigliere federale,
gentili signore, egregi signori,

vi ringraziamo per essere stati coinvolti nella procedura di consultazione relativa alle modifiche delle ordinanze federali di competenza dell'Ufficio federale dell'energia (UFE), con entrata in vigore prevista per il 1° gennaio 2026.

Lo scrivente Consiglio condivide l'obiettivo di fondo di assicurare a medio-lungo termine l'approvvigionamento sicuro di energia elettrica della Svizzera con l'incremento dell'utilizzo di energie rinnovabili indigene e in generale esprime un avviso positivo alle modifiche previste a livello di ordinanza.

Di seguito formuliamo le nostre osservazioni orientate ai temi per noi più rilevanti.

Osservazioni di carattere generale

Riteniamo importante che l'espansione delle energie rinnovabili venga orientata prioritariamente sulla produzione di energia elettrica nei mesi invernali. Da questo punto di vista, riteniamo che le modifiche legislative previste siano generalmente positive per perseguire tale obiettivo. Sosteniamo quindi, in particolare, il concetto previsto di un'espansione diversificata delle diverse tipologie/tecnologie di energie rinnovabili, concentrandosi in particolare sull'espansione della produzione invernale.

A tal proposito lo scrivente Consiglio ribadisce il ruolo fondamentale assunto dall'idroelettrico nell'attuale contesto energetico che, grazie alla grande flessibilità degli impianti di accumulazione, permette una sinergia ottimale con le altre tecnologie rinnovabili come fotovoltaico ed eolico che producono energia elettrica in modo meno programmabile perché maggiormente sensibili alle condizioni meteorologiche. È quindi fondamentale, che le misure di promozione per il rinnovo, l'ampliamento e la costruzione

di nuovi impianti idroelettrici siano efficaci e tengano debitamente conto dell'importanza strategica che riveste questa tecnologia.

Ordinanza sull'energia (OEn)

In generale sosteniamo una forte espansione delle energie rinnovabili nazionali per raggiungere l'obiettivo dello zero netto e garantire con esse un approvvigionamento energetico sicuro. Gli obiettivi proposti per il 2030, basati su un percorso di crescita lineare e sulla definizione di sotto-obiettivi tecnologici, sono pertanto accolti con favore. Lo scrivente Consiglio sostiene in particolare il concetto previsto di un'espansione diversificata delle diverse tipologie di energie rinnovabili, concentrandosi in particolare sull'espansione della produzione invernale. In tal senso si accoglie con favore un obiettivo ambizioso per l'espansione dell'energia eolica.

L'importante aumento della produzione di energia elettrica rinnovabile, dipendente dalla meteo e di conseguenza difficilmente programmabile, a nostro parere, comporta anche la necessità di ulteriori opzioni di stoccaggio, sia diurne che stagionali, per compensare le fluttuazioni di produzione e contribuire all'approvvigionamento elettrico, riducendo la necessità di potenziamento delle reti elettriche. Finora lo stoccaggio di elettricità, a differenza della produzione di energia elettrica, è stato preso poco in considerazione nel quadro legislativo energetico. Lo scrivente Consiglio invita il Consiglio federale ad elaborare una base legislativa in tal senso con il coinvolgimento dei Cantoni.

Ordinanza sulla promozione dell'energia (OPEn)

Ribadiamo l'importanza di orientare maggiormente l'espansione delle energie rinnovabili sulla produzione di energia elettrica nei mesi invernali.

In merito al fotovoltaico condividiamo il principio che anche gli impianti realizzati al di sotto dei 1'500 metri sul livello del mare possano essere ottimizzati per la produzione invernale e siamo a favore della proposta di sostituire il bonus per l'altitudine con quello nuovo relativo alla produzione di elettricità invernale. In tal senso lo scrivente Consiglio ritiene importante garantire un sistema di implementazione il più possibile efficiente.

In generale condividiamo pure il principio di fondo delle modifiche proposte che mirano ad un utilizzo efficiente dei finanziamenti delle misure di promozione per la realizzazione degli impianti. Per quanto riguarda la prevista introduzione di un tetto massimo di sovvenzioni, tuttavia, rimarchiamo che l'importo dei contributi d'investimento sono fondamentali per garantire la sostenibilità finanziaria dei progetti in un ambito come quello del mercato dell'energia elettrica, che è soggetto a forti oscillazioni ed incertezze. L'introduzione di un tetto massimo di sovvenzioni potrebbe interferire negativamente con le procedure in corso per gli impianti che sono stati incentivati dal Parlamento ai fini di un'espansione mirata della produzione di energia elettrica invernale in un arco di tempo ristretto, per i quali non sono stati finora disponibili valori empirici e che sono quindi soggetti a maggiori incertezze per quanto riguarda la realizzazione e i costi.

Visto quanto precede e in considerazione delle rilevanti difficoltà che devono affrontare i promotori dei progetti, ciò che potrebbe rallentare notevolmente la realizzazione degli impianti, riteniamo importante che almeno i 15 principali impianti idroelettrici di importanza nazionale rilevati nell'ambito della "Tavola rotonda" conclusa il 13 dicembre

2021, vengano esclusi dal limite massimo dei contributi d'investimento previsti secondo il nuovo art. 61 cpv. 2bis dell'Ordinanza in oggetto.

Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) e Ordinanza sull'organizzazione del settore dell'energia elettrica per garantire l'approvvigionamento economico del Paese (OOSE)

Accogliamo con favore l'utilizzo del potenziale di efficienza e la digitalizzazione della piattaforma di dati per implementare possibili misure utili a garantire l'approvvigionamento economico del Paese. In tal senso, riteniamo comunque importante che le autorità e le organizzazioni coinvolte svolgano le attività per la raccolta dei dati e per i propri ambiti di applicazione delle ordinanze nel modo più efficiente possibile. Inoltre riteniamo importante che anche i Cantoni possano ricevere i dati necessari nell'ambito dei loro ambiti di monitoraggio delle misure per garantire l'approvvigionamento economico del Paese.

Condividiamo inoltre il principio di garantire che i dati dei consumatori o altre informazioni sensibili dal punto di vista commerciale ricevute tramite la piattaforma digitale non siano accessibili a persone non autorizzate. A nostra parere l'art. 5 cpv. 5 OOSE andrebbe però esplicitato, in modo tale da garantire che non solo il trattamento bensì anche l'accesso non autorizzato ai dati venga impedito.

Vogliate gradire, signor Consigliere federale, gentili signore, egregi signori, i sensi della nostra massima stima.

PER IL CONSIGLIO DI STATO

Il Presidente

(Norman Gobbi)

Il Cancelliere

Arnaldo Coduri

Copia a:

- Dipartimento finanze ed economia (dfe-dir@ti.ch)
- Dipartimento del territorio (dt-dir@ti.ch)
- Sezione protezione aria, acqua e suolo (dt-spaas@ti.ch)
- Divisione delle Risorse (dfe-dr@ti.ch)
- Ufficio dell'energia (dfe-energia@ti.ch)
- Deputazione ticinese alle Camere federali (can-relazioniesterne@ti.ch)
- Pubblicazione in internet

Staatskanzlei, Regierungskanzlei, 8510 Frauenfeld

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Herr Albert Rösti
Bundesrat
3003 Bern

Frauenfeld, 24. Juni 2025
Nr. 357

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Vernehmlassung

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellung zu nehmen.

1. Allgemeine Bemerkungen

Wir begrüssen grundsätzlich die vorgeschlagenen Änderungen in den vier Verordnungen bezüglich der angepeilten Förderung des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien (nEE). Mit den unterschiedlichen Ansätzen kann der Ausbau der nEE breit gefördert werden.

2. Bemerkungen zu einzelnen Bestimmungen

Energieförderungsverordnung (EnFV; SR 730.03)

Wir begrüssen den Ersatz des Höhenbonus durch den Winterstrombonus. Damit wird ein zielgerichteter Einsatz der Fördergelder sichergestellt.

Energieverordnung (EnV; SR 730.01)

Wir begrüssen es, dass die Zwischenziele für den Ausbau der nEE für jede Technologie einzeln festgelegt und nicht einseitig durch Photovoltaik erbracht werden. Dies stärkt die Versorgungssicherheit vor allem im Winterhalbjahr. Der starke Zubau der nEE bringt einen steigenden Bedarf von Speichertechnologien und Flexibilitäten mit sich. Der Bundesrat muss deshalb entsprechende Rahmenbedingungen festlegen. Insbesondere ist auch der Umgang mit Rückspeisungen aus diesen Speichertechnologien (z.B. aus Fahrzeugbatterien) zu regeln und zu ermöglichen.

2/3

Anhang 3 Ziff. 3.2 lit. e

Wir lehnen die vorgeschlagene Änderung ab.

Nach Art. 34 des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0) sind die für Sanierungsmassnahmen anfallenden Kosten der Wasserkraftwerksbetreiber vollständig zu entschädigen. Damit sollte verhindert werden, dass finanzielle Diskussionen die Umsetzung der Sanierungen behindern. Die Defizite bei Schwall/Sunk, Fischwanderung und Geschiebe sollten bei allen bestehenden Kraftwerken und unabhängig von der Konzessionssituation mittels entschädigter, verhältnismässiger Massnahmen behoben werden. Mit der vorgeschlagenen Änderung von Anhang 3 Ziff. 3.2 lit. e EnV soll im Rahmen der Sanierung von Grenzkraftwerken nur noch der Schweizer Hoheitsanteil refinanziert werden. Der Kanton Thurgau ist von dieser Änderung direkt betroffen. So liegt der Stauraum des Kraftwerks Schaffhausen sowohl auf dem Hoheitsgebiet des Kantons Thurgau als auch des Bundeslands Baden-Württemberg. Mit der vorgeschlagenen Änderung entstehen für die Betreiber von Grenzkraftwerken wie dem Kraftwerk Schaffhausen unter Umständen erhebliche finanzielle Belastungen, da eine Kostenbeteiligung durch Nachbarstaaten in der Regel nicht erfolgt. Dies dürfte dazu führen, dass aufwendige Sanierungsmassnahmen unterbleiben – im Widerspruch zu den Zielen der Gewässerschutz- und Fischereigesetzgebung. Die Folge dieser fehlenden Sanierungsmassnahmen wäre, dass den Grenzkraftwerken diese Massnahmen im Rahmen von Konzessionserneuerungen auferlegt würden. Dies bedeutet aber hohe Investitionen, was sich auf die Rentabilität der Stromproduktion auswirken würde. Im Fall des Kraftwerks Schaffhausen besteht die Gefahr, dass die Wasserkraftproduktion am Rhein nicht mehr attraktiv wäre oder die erforderlichen Verhandlungen im Rahmen der Konzessionserneuerungen langwierig und von Rechtsmittelverfahren geprägt würden. Der Erhalt der Wasserkraft ist für den Kanton Thurgau ein sehr wichtiger Faktor.

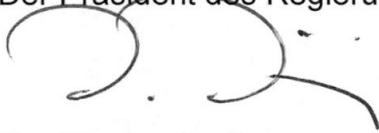
Stromversorgungsverordnung (StromVV; SR 734.71) und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW; SR 531.35)

Wir begrüssen, dass für die Bewältigung einer Strommangellage keine eigene Verbrauchsdatenbank aufgebaut wird und somit der Aufwand auf ein Minimum reduziert werden kann.

3/3

Mit freundlichen Grüßen

Der Präsident des Regierungsrates



Der Staatsschreiber



Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
3003 Bern

Zustellung per E-Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

6460 Altdorf, 18. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Vernehmlassung

Stellungnahme des Kantons Uri

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns die titelerwähnten Unterlagen zur Vernehmlassung zugestellt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur folgenden Stellungnahme.

1. Beurteilungsgrundlagen

Die nachfolgende Beurteilung stützt sich auf die Vernehmlassungsunterlagen unter [Vernehmlassungen laufend.admin.ch](#) und der Plattform CMI Nr. BD.2025-0116, sowie den Mitbericht vom Amt für Energie und dem Amt für Umwelt.

2. Stellungnahme

Die Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) hat sich eingehend mit der titelerwähnten Verordnung befasst. Der Kanton Uri verzichtet auf eine detaillierte Stellungnahme. Er unterstützt die Position der EnDK und schliesst sich deren Stellungnahme vollumfänglich an.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Für allfällige ergänzende Auskünfte steht Ihnen Herr Fredy Bissig gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Baudirektion



Hermann Epp, Baudirektor

Beilage:

- Stellungnahme EnDK vom 23.06.2025

Kopie:

- Amt für Energie, energie@ur.ch

CONSEIL D'ETAT

Château cantonal
1014 Lausanne

Monsieur le Conseiller fédéral
Albert Rösti
Chef du Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication (DETEC)
3003 Berne

Envoi par courriel :
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Réf. : 25_COU_3552

Lausanne, le 25 juin 2025

Réponse à la Consultation fédérale sur les modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026

Monsieur le Conseiller fédéral,

Le Conseil d'Etat du Canton de Vaud a examiné avec attention les propositions de modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026 et vous remercie de l'avoir consulté.

Les modifications proposées sont dans l'ensemble acceptées, cependant les remarques suivantes sont formulées ;

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Art. 8ater al. 5, let b bis

Bien que le Conseil d'Etat soit en d'accord avec le principe d'utilisation de la plateforme pour la préparation à une éventuelle pénurie, il est estimé que ni le projet d'ordonnance ni le rapport explicatif ne sont assez précis sur l'utilisation des données. En effet, les acteurs en charge de la mise en œuvre d'OSTRAL sont également des entreprises électriques (qui délèguent des collaborateurs) actives dans des domaines pour lesquels ces données pourraient avoir un intérêt économique certain. L'art. 3a, al. 5, de l'ordonnance pourrait être adapté de manière à empêcher non seulement le traitement illicite des données, mais aussi l'accès par des tiers non légitimés.

Il est souhaité, à minima, que le rapport explicatif précise l'utilisation des données et le niveau de détail nécessaire en les liants aux besoins des ordonnances suivantes :

- restrictions et interdictions de l'utilisation de l'énergie électrique ;
- contingentement immédiat de l'énergie électrique ;
- contingentement de l'énergie électrique ;
- délestages du réseau.

Les besoins identifiés pour l'utilisation de ces données sont :

- l'évaluation des économies d'énergies dans la phase de restriction et d'interdiction ;
- le contrôle du respect des contingentements des entreprises grandes consommatrices (sites individuels et entités ayant demandé un contingentement multisite) ;
- le contrôle de la réduction de 33% ou 50% pour les entités exemptées de délestage mais devant satisfaire à la réduction de consommation.

Pour le premier point, seules des données agrégées semblent nécessaire.

Pour les points suivants, seules les données des entreprises consommant plus de 100'000 kWh/an et celles ayant demandé un contingentement multisite devraient être fournies.

Art. 8ater al. 5, let b bis

Afin de réduire la charge administrative des cantons dans la récolte des données de référence et de consommation d'énergie, il semble pertinent de viser une possibilité d'utilisation du Datahub. L'art. 8ater, al. 5, let. c, OApEI devrait être adapté de manière à ce que le Datahub puisse transmettre aux autorités cantonales, sur demande, les données dont celles-ci ont besoin pour assumer leurs tâches d'exécution non seulement sous une forme anonymisée, mais aussi sous une forme non anonymisée.

Ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)

Idem que l'OApEI

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnEr)

En préambule, il est à relever que le système de soutien devient de plus en plus complexe et difficilement compréhensible, même pour des spécialistes du domaine. Il est souhaité que l'OFEN procède à une simplification des critères de soutien ou mette à disposition des documents explicatifs aussi clairs que possible.

Art. 9

Les clarifications apportées dans la formulation générale des différents alinéas sont saluées. Toutefois les remarques suivantes sur les alinéas 2 et 3 sont formulées ;

Al. 2 let. a

La let. a proposée est trop restrictive et doit être supprimée.

L'utilisation accessoire pour la production d'électricité nécessite des infrastructures spécifiques, par exemple des conduites forcées dont le diamètre doit être prévu afin de minimiser les pertes de charges. Cela conduit par conséquent à un diamètre supérieur à celui nécessaire pour le seul approvisionnement en eau potable.

De même, des volumes de réservoirs plus conséquents peuvent être nécessaires. Par exemple, dans le domaine des eaux usées, des bassins de rétentions avec de grands volumes sont parfois planifiés afin de pouvoir stocker de l'eau usée en cas de panne d'électricité. Sans ces volumes de stockage, cette eau non traitée serait déversée dans des cours d'eau ou risqueraient de polluer des sources d'eaux potables. Des volumes de stockages complémentaires pourraient également être d'intérêt dans le cadre du développement de la stratégie énergétique en permettant de stocker des volumes d'eau durant les périodes de forte production solaire ou éolienne et de pouvoir fournir de l'électricité durant les périodes où ces productions renouvelables sont insuffisantes.

Il est finalement à relever que ces projets sont souvent très bien acceptés par la population et peuvent être réalisés relativement rapidement.

Al. 2 let. B

Dans le cas de l'eau potable une augmentation du prélèvement doit être approuvée par le service compétent. Dans le cas d'autres réseaux comme l'eau usée, il pourrait être pertinent de regrouper, par exemple après traitement, les eaux traitées et les eaux claires. Cette disposition semble par conséquent particulièrement restrictive et non nécessaire, dès lors que l'Etat doit se prononcer pour un prélèvement supplémentaire pour l'eau potable ou que le regroupement puisse être rationnel du point de vue de la ressource.

Cette let. b ne semble dès lors pas nécessaire et il est proposé de la supprimer.

Al. 3

Bien que la formulation soit identique au texte existant, la formulation « *pour autant que l'agrandissement ou la rénovation n'entraîne aucune atteinte écologique nouvelle ou supplémentaire* » est considérée comme restrictive. En effet, si dans le cas d'une rénovation, il peut y avoir une atteinte temporaire durant les travaux mais non durable, ce n'est pas forcément le cas d'un agrandissement. Celui-ci risque dans tous les cas d'entraîner une atteinte écologique supplémentaire par rapport à la situation existante.

Il est proposé de supprimer le terme « *d'agrandissement* » de cet alinéa.

Art. 30b^{bis} al. 3

Il existe un potentiel certain sur des aménagements existants abandonnés par le passé. Cet abandon a notamment eu lieu en raison de l'électrification des industries. Cet alinéa mentionne que ces installations existantes doivent être considérées comme de nouveaux aménagements qui seraient exclus de tout soutien dès lors que leur puissance serait inférieure à 300 kW.

Il est proposé de supprimer ou de reformuler cet alinéa de la manière suivante :
« ... ne remonte pas à plus de 30 ans ou si la prise d'eau ou le barrage, ... »

Art. 61 al. 2bis

Dès lors que le potentiel facilement réalisable aura été valorisé dans le cadre d'une nouvelle installation ou d'un agrandissement/rénovation notable, ces prochains projets seront de plus en plus compliqués et par conséquent coûteux à réaliser. Il est donc demandé que ces valeurs soient considérées comme des seuils maximaux et ne soient pas diminuées à l'avenir. Si toutefois les difficultés de réalisation des projets rendaient ces seuils sans intérêt pour la concrétisation des projets, ils pourraient être reconsidérés régulièrement.

Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Contrairement à la production d'électricité, le stockage de l'électricité n'est pour l'instant guère pris en compte dans la législation énergétique. Il est donc recommandé d'élaborer des bases et, le cas échéant, des objectifs à ce sujet.

Annexe 3

Il y a un risque que la part dépassant la part de souveraineté suisse reste à la charge de l'exploitant. Il semble nécessaire que la mesure d'assainissement soit également proportionnelle à la part nationale ou que la Confédération lance des discussions avec les gouvernements des pays concernés pour que ces derniers assument également une part des coûts.

En vous souhaitant bonne réception de la présente, nous vous prions de croire, Monsieur le Conseiller fédéral, à l'assurance de notre considération distinguée.

AU NOM DU CONSEIL D'ETAT

LA PRESIDENTE



Christelle Luisier Brodard

LE CHANCELIER



Michel Staffoni

Copies

- OAE
- DGE



Monsieur Albert Röstli
Conseiller fédéral
Département fédéral de l'environnement, des
transports, de l'énergie et de la
communication DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne



Références JF / PH / JNG
Date 16 juillet 2025

Révision d'ordonnances dans le domaine de l'énergie

Monsieur le Conseiller fédéral,

Le 14 avril 2025, vous avez initié une procédure de consultation relative à la révision des ordonnances sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnR), sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) et sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE) ainsi que sur l'énergie (OEnE). Nous tenons à vous remercier pour l'opportunité offerte et à vous faire part des considérations suivantes.

I. Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER)

Nous soutenons le projet de révision qui prévoit de remplacer le bonus d'altitude instauré en 2023 par le « Solarexpress », par un bonus pour l'électricité hivernale afin d'accélérer la création d'installations photovoltaïques les plus productives possibles en hiver. En sus, nous sommes favorables au plafonnement des coûts d'investissement imputables pour la fixation des contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques et les grandes installations photovoltaïques car il est important de garantir que les moyens d'encouragement soient utilisés de manière efficiente. Un tel plafonnement n'est toutefois admissible pour les grandes installations photovoltaïques (art. 71a LEnE) que s'il est accompagné par l'introduction de contributions pour les études de projet, telles qu'elles sont déjà prévues pour les installations hydrauliques, éoliennes et géothermiques.

II. Ordonnances sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) et l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)

Nous sommes favorables au projet de révision de l'OApEI et de l'OOSE qui doit permettre la préparation et l'exécution des mesures découlant de la loi sur l'approvisionnement du pays (LAP), en particulier le déploiement d'une application informatique destinée à faciliter les mesures de contingentement d'électricité en prévision d'une pénurie d'électricité. Nous prions toutefois la Confédération :

- de s'assurer que la présente révision permette aussi de garantir que les cantons reçoivent les données nécessaires dans le cadre de leurs tâches d'exécution lors de la surveillance des mesures d'intervention ;
- d'adapter l'art. 8a^{ter} al. 5 let. c OApEI pour permettre la transmission aux autorités cantonales des données utiles à l'exécution de leurs tâches découlant de la législation sur l'énergie.

III. Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Nous saluons le fait que le Conseil fédéral définisse des objectifs intermédiaires pour l'année 2030 de développement des nouvelles énergies renouvelables permettant d'atteindre une production d'électricité issue des énergies renouvelables d'au moins 23'000 GWh par an.

S'agissant de l'actualisation des perspectives énergétiques de l'Office fédéral de l'énergie, outre les potentiels, les coûts et caractéristiques de production des technologies disponibles il faut tenir compte du fait que la Suisse est hautement connectée à l'Europe, notamment en ce qui concerne l'approvisionnement en électricité. Ces études doivent donc se baser sur les études européennes ou en tenir compte comme conditions cadres pour les simulations de modèles. Il en va de même pour la planification à long terme du réseau de Swissgrid, qui doit être intégrée de manière réaliste (c'est-à-dire en incluant les potentiels retards dans l'extension). Enfin, les simulations doivent tenir compte des différents niveaux de réseau, ce qui est particulièrement important pour déterminer de manière optimale les besoins en stockage à chaque niveau (journalier, hebdomadaire ou saisonnier).

S'agissant de la modification de l'annexe 3 par l'ajout de la lettre e, nous sommes d'avis que limiter l'indemnisation des coûts liés à l'assainissement des installations hydroélectriques frontalières à la part de souveraineté suisse pourrait retarder la mise en œuvre des mesures d'assainissement correspondantes. À notre sens, il serait préférable de négocier avec les États voisins pour une prise en charge des coûts proportionnelle à la souveraineté sur les eaux. À défaut, la Confédération devrait prendre en charge la totalité des coûts à condition que ceux-ci restent proportionnés par rapport à la part de production suisse et au gain écologique attendu.

Pour le surplus, nous vous renvoyons à la prise de position du 23 juin 2025 de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) que nous soutenons intégralement.

En vous remerciant de nous avoir consultés, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Conseiller fédéral, l'expression de notre considération distinguée.

Au nom du Conseil d'Etat

Le président



Mathias Reynard



Le vice-chancelier



Stéphane Theytaz

Copie à verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



Baudirektion, Postfach, 6301 Zug

Per E-Mail

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

T direkt +41 41 594 29 94
roman.wuelser@zg.ch
Laufnummer: 55454

**Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten
am 1. Januar 2026
Stellungnahme des Kantons Zug**

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK den Kanton Zug in der obgenannten Angelegenheit zur Vernehmlassung eingeladen. Der Regierungsrat hat das Geschäft an die Baudirektion zur direkten Erledigung überwiesen. Wir äussern uns dazu gerne wie folgt:

Der Kanton Zug begrüsst die Anpassungen der vier Verordnungen (EnV, EnFV, StromVV und VOEW). Die Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion und die Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien sind für die Erreichung der Energiestrategie wichtig. Daher unterstützt der Kanton Zug die Stellungnahme der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) vom 23. Juni 2025 (Beilage).

Wir bitten um Kenntnisnahme und danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
Baudirektion

Seite 2/2

Beilage erwähnt

Kopie mit Beilage an:

- Volkswirtschaftsdirektion (info.vds@zg.ch)
- Amt für Umwelt (info.afu@zg.ch)

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Per e-mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 23. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns eingeladen, an der Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 teilzunehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen gern wie folgt Stellung:

Energieverordnung EnV

Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Mit dem Stromgesetz, das am 9. Juni 2024 deutlich an der Urne angenommen wurde, hat sich die Schweiz ambitionierte Ziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. Die Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK unterstützt einen raschen und starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen und die Energieversorgung sicherzustellen. Die aufgrund eines linearen Wachstumspfad vorgeschlagenen technologischen Teilziele für 2030 sind ambitiös, aber werden begrüsst.

Die EnDK unterstützt im Besonderen einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher insbesondere auf den Zubau von Winterproduktion fokussiert. Ein ambitioniertes Ziel auch bei der Windenergie wird daher unterstützt. Alle involvierten Kreise sind gefordert, aktiv dazu beizutragen, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Auch bei der Photovoltaik braucht es ein klares Engagement aller betroffenen Akteure, um den Ausbau weiter mit hohem Tempo voranzubringen. Die Kantone engagieren sich entsprechend mit der Anpassung ihrer Richtplangrundlagen. Ebenfalls positiv zum Ausbau beitragen wird auf Ebene der Verfahren der Beschleunigerlass, welchen die EnDK unterstützt.

Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien

Mit dem starken Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf nach tageszeitlichen und saisonalen Speichermöglichkeiten, um Schwankungen auszugleichen und zur Sicherstellung der Versorgung beizutragen. Im Gegensatz zur Stromproduktion werden Stromspeicher in der Energiegesetzgebung des Bundes bislang kaum berücksichtigt. Die EnDK empfiehlt, dazu Grundlagen und ggf. Ziele auszuarbeiten. Sie begrüsst die vom Bund eingeleiteten Bestrebungen, insbesondere die Einberufung eines runden Tisches zum Thema Energiespeicher unter Einbezug der Kantone.

Finanzierung der Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen nach Hoheitsanteil

Die Wasserkraftwerksbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen bei ihren Wasserkraftwerken (Geschiebehaushalt, Schwall-Sunk, Fischgängigkeit) durchzuführen. Gemäss Art. 34 EnG sind die anfallenden Kosten vollständig zu entschädigen. Diese Regelung geht auf den Gegenvorschlag zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser» zurück, welcher bei allen bestehenden Kraftwerken unabhängig von der Konzessionssituation eine verhältnismässige Sanierung einführte. Um die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber zu wahren und eine Behinderung der Sanierungen durch finanzielle Diskussionen zu vermeiden, wurde dabei die vollständige Kostentragung vorgesehen. Der Grundsatz, dass die Sanierungskosten durch den Bund getragen werden müssen, gilt laut Bundesgericht auch bei Grenzkraftwerken, wobei eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil nicht zulässig ist (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen).

Die Kosten der Sanierungspflicht bei Grenzwasserkraftwerken nur noch für den schweizerischen Hoheitsanteil zu entschädigen, steht dazu im Widerspruch und birgt das Risiko, dass Kosten auf die Kraftwerksbetreiber oder Kantone abgewälzt werden. Sollten wichtige Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken aus Kostengründen nicht realisiert werden, könnte sich dies negativ auf den ökologischen Wert der Sanierung von oberliegenden Anlagen an Schweizer Gewässern auswirken (z.B. bei fehlender Beseitigung von Wanderhindernissen). Eine Verschiebung der Sanierungen auf den Zeitpunkt der Konzessionserneuerung würde sich auf die Rentabilität der Kraftwerke auswirken und könnte dazu führen, dass die Wasserkraftproduktion an Grenzgewässern unattraktiv, die Verhandlungen um eine Neukonzessionierung erschwert und schlimmstenfalls der Erhalt der entsprechenden Produktion gefährdet werden.

Die EnDK lehnt die vorgeschlagene Änderung daher ab. Wird trotzdem eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt, muss der Bund zwingend mit den Anrainerstaaten Vereinbarungen über die Übernahme der hoheitsanteiligen Kosten abschliessen.

Energieförderungsverordnung EnFV

Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus bei grossen Photovoltaikanlagen

Aus Sicht der EnDK braucht es beim Ausbau der erneuerbaren Energien einen starken Fokus auf die Produktion im Winterhalbjahr. Sie begrüsst daher die Einführung des neuen Bonus für grosse Photovoltaikanlagen, die vom 1. Oktober bis 31 März einen Ertrag von mehr als 500 kWh pro kW Leistung aufweisen; dies ermöglicht für die Förderung der Winterstromproduktion mehr Flexibilität.

Dabei ist auf einen möglichst effizienten Vollzug zu achten. Die Fördersysteme werden zunehmend komplex und es wird für die betroffenen Akteure immer schwieriger, die Übersicht zu behalten. Es sollte zumindest eine einfache und klare Wegleitung zur Verfügung gestellt werden. Zudem könnte geprüft werden, ob die Rahmenbedingungen oder Förderkategorien vereinfacht werden können.

Umsetzung des verlängerten Solar-Expresses auf Verordnungsstufe und Einführung einer Förderobergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Die EnDK teilt die Bestrebung nach einer effizienten Allokation von Fördergeldern. Sie gibt bei der geplanten Einführung einer Förderobergrenze jedoch zu bedenken, dass damit in laufende Verfahren eingegriffen wird bei Anlagen, welche vom Parlament zum Zweck eines raschen Zubaus von Winterstromproduktion in einem zeitlich eng befristeten Rahmen gezielt beanreicht wurden. Für diese Anlagen lagen bisher keine Erfahrungswerte vor und sie sind daher mit höheren Unsicherheiten betr. Realisierung und Kosten behaftet, so dass die Projekte bereits unter dem geltenden Rahmen mit technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert sind. Die Förderung ist dabei bereits begrenzt, da der Investitionsbeitrag maximal 60% der anrechenbaren Investitionskosten betragen kann.

Um den Projektanten in diesem Umfeld mehr Zeit für die Fortführung und einen erfolgreichen Abschluss der Projekte zu geben, hat der Gesetzgeber nun eine Verlängerung des Solar-Expresses beschlossen.

Die EnDK begrüsst dies, um den bereits lancierten Projekten eine Chance auf Fortführung zu geben und da die Ausnahmeregelungen des Solar-Expresses weiterhin eng begrenzt bleiben. Darüber hinaus bevorzugt die EnDK einen ordentlichen Rechtsrahmen, wie er im Rahmen des Mantelerlasses beschlossen und nun des Beschleunigungserlasses diskutiert wird, welcher insbesondere den geltenden Planungshoheiten der Kantone Rechnung trägt.

Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei der Wasserkraft

Es sollte vermieden werden, dass die Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei Erneuerungs- und Erweiterungsprojekten der Wasserkraft dazu führt, dass Projekte nach Anhang 1 des StromVG oder andere für die Versorgungssicherheit wichtige Vorhaben (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) bei der Förderung schlechter gestellt werden. Diese erzielen meist nicht eine erhebliche zusätzliche Produktion, sondern verlagern die Produktion, z.B. in den Winter.

Verlängerung der Frist für die Inbetriebnahme-Meldung bei der Geothermie

Die Verlängerung der Frist für die Einreichung der Inbetriebnahme-Meldung wird begrüsst, da damit der Komplexität von Geothermieprojekten besser Rechnung getragen werden kann.

Stromversorgungsverordnung StromVV und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft VOEW

Nutzung von Mess- und Stammdaten des Datahub für die Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen ist zu begrüssen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Datenschutz bei der Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Der Bundesrat präzisiert in seinen Erläuterungen, dass sicherzustellen ist, dass die über den Datahub erhaltenen Verbraucherdaten oder anderen wirtschaftlich sensiblen Informationen nicht unbefugten Akteuren zugänglich sind. Entsprechend ist Art. 3a Abs. 5 VOEW dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

Nutzungsmöglichkeit der Mess- und Stammdaten des Datahub für weitere Vollzugsaufgaben

Bund und Kantone setzen sich für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein (Art. 46 Abs. 1 EnG). Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die EnDK konkretisiert die Umsetzung dieses Grossverbraucherartikels in ihren Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) im Sinne einer Vollzugshilfe. Demnach haben alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 GWh/Jahr oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder dem zuständigen Kanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs anzustreben. Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist

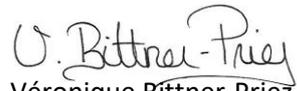
dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlangen nicht nur in pseudonymisierter Form, sondern auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen gerne für Rückfragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Staatsrat Laurent Favre
Präsident EnDK



V. Bittner-Priez
Véronique Bittner-Priez
Generalsekretärin EnDK



Elektronisch an verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



**Kanton Zürich
Regierungsrat**

staatskanzlei@sk.zh.ch
Tel. +41 43 259 20 02
Neumühlequai 10
8090 Zürich
zh.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
3003 Bern

25. Juni 2025 (RRB Nr. 675/2025)

**Revision der Energieförderungsverordnung, der Energieverordnung,
der Stromversorgungsverordnung und der Verordnung über die Organisation
zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich
der Elektrizitätswirtschaft (Vernehmlassung)**

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den vorgesehenen Änderungen der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV, SR 730.03), der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV, SR 730.01), der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV, SR 734.71) und der Verordnung vom 10. Mai 2017 über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW, SR 531.35) Stellung zu nehmen und äussern uns wie folgt:

Energieverordnung

Wir begrüssen die Festlegung von ambitionierten Zwischenzielen im neuen Art. 1a EnV für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere in den Bereichen Photovoltaik (PV) und Windenergie.

Die vorgesehene Anpassung von Anhang 3 Ziff. 3.2 EnV betreffend die Kostentragung von gesetzlich angeordneten Sanierungen bei Grenzwasserkraftanlagen lehnen wir hingegen ab. Die Wasserkraftwerksbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen bei ihren Wasserkraftwerken (Geschiebehaushalt, Schwall/Sunk, Fischgängigkeit) durchzuführen. Gemäss Art. 34 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG, SR 730.0) sind die anfallenden Kosten vollständig zu entschädigen. Eine Beschränkung der Entschädigung auf den schweizerischen Hoheitsanteil steht dazu im Widerspruch

und birgt das Risiko, dass sich die entsprechenden Sanierungsmassnahmen verzögern. Zudem würden Betreiber von Grenzwasserkraftanlagen gegenüber Betreibern von vollständig in der Schweiz liegenden Wasserkraftanlagen benachteiligt. Wird eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt, sind mit den Anrainerstaaten Vereinbarungen über die Übernahme der hoheitsanteiligen Kosten zu treffen. Sollte ein Anrainerstaat dazu nicht bereit sein, hat die Kostenübernahme vollständig durch den Bund zu erfolgen.

Antrag: Auf die Änderung von Anhang 3, Ziff. 3.2 EnV ist zu verzichten.

Energieförderungsverordnung

Die Förderung der Erstellung von PV-Anlagen mit einer hohen Stromeinspeisung im Winterhalbjahr mit einem Bonus ist sinnvoll. Die Ablösung des bestehenden Höhenbonus durch einen Winterstrombonus ist zu begrüssen. Damit wird der tatsächlich erzielten Stromerzeugung im Winterhalbjahr besser Rechnung getragen. Bei der Umsetzung der Änderung ist auf einen möglichst einfachen Vollzug zu achten.

Stromversorgungsverordnung und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform gemäss Art. 8 ff. StromVV zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen ist zu begrüssen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Dabei sind der unbefugte Datenzugriff und die unbefugte Datenbearbeitung zu verhindern.

Antrag 1: Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Antrag 2: Art. 3a Abs. 5 VOEW ist dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert werden soll.

Gemäss Art. 46 Abs. 1 EnG setzen sich Bund und Kantone für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein. Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die Umsetzung dieser Vorgabe ist in den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich konkretisiert. Demnach haben alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 Gigawattstunden (GWh) pro Jahr oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh pro Jahr eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder dem Standortkanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Eine erweiterte Nutzung der Datenplattform durch die Kantone würde den Verwaltungsaufwand stark vermindern.



Antrag: Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist dahingehend anzupassen, dass der Datenplattformbetreiber den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlangen auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Der Präsident:

Der stv. Staatsschreiber:

Dr. Martin Neukom

Dr. Peter Hösli





Par e-mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Berne, 27 juin 2025

Consultation : Modifications d'ordonnances relevant de l'Office fédéral de l'énergie soumises à la décision du Conseil fédéral en novembre 2025

Madame, Monsieur,

Vous avez invité notre parti à prendre position sur le projet de consultation visé en titre. Nous vous remercions de nous offrir l'opportunité de nous exprimer à ce sujet.

La consultation porte sur des modifications amenées à l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR), l'ordonnance sur l'énergie (OEne), l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) et à l'ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE).

Un tempo soutenu et ambitieux pour la mise en œuvre du *Mantelerlass*

Garantir un approvisionnement en électricité sûr et suffisant est un enjeu crucial pour le pays et constitue une préoccupation majeure du Centre. La menace de *blackout* durant l'hiver 2022/2023, provoquée notamment par l'arrêt de nombreuses centrales nucléaires en France, a exposé au grand jour le danger que recèle la dépendance énergétique de notre pays vis-à-vis de l'extérieur, en particulier en hiver où la Suisse est rarement en mesure de couvrir elle-même ses besoins et dépend fortement des importations. Pour faire face à ce défi, il faut à la fois améliorer l'efficacité énergétique de notre pays et développer les installations de production d'énergie renouvelable indigène dont les capacités de production sont importantes en hiver comme l'énergie éolienne et les installations solaires en haute altitude. C'est avec cet objectif en vue que le parlement, avec un engagement fort du Centre, a élaboré les projets *Windexpress* et du *Solarexpress* et fixé des objectifs ambitieux pour la production hivernale indigène et la limitation des importations dans le cadre des travaux législatifs du *Mantelerlass*. Lequel, il faut le rappeler, a été ensuite plébiscité en juin 2024. Cette orientation claire, fondée sur la volonté populaire, appelle à une mise en œuvre rapide. C'est pourquoi le Centre insiste sur un tempo soutenu et ambitieux au niveau de l'adaptation des ordonnances. Dans cette perspective, Le Centre se montre globalement favorable aux efforts entrepris en vue de mettre en œuvre les objectifs du *Mantelerlass* et donc les projets portés à consultation notamment concernant les objectifs intermédiaires. A ce titre, force est de constater la progression lente de la production d'énergie éolienne et les objectifs intermédiaires timorés qui en découlent.

En outre, de façon générale, Le Centre salue les impulsions en faveur du développement des énergies indigènes dont la production est importante en hiver. A cet égard, l'idée d'un bonus hivernal peut s'avérer opportun pour promouvoir le déploiement des installations qui présentent un potentiel intéressant. Le Centre s'interroge toutefois sur l'impact qu'un tel changement de financement risque d'avoir sur les projets du *Solarexpress* en cours d'élaboration, notamment en matière de sécurité de planification et de financement. Il convient ici de rappeler que le parlement a marqué son soutien renouvelé à ces projets en mars 2025 qu'il ne serait pas souhaitable de les confronter à des obstacles supplémentaires risquant de provoquer de nouveaux



retards ou abandons de projet. Par conséquent, Le Centre enjoint le Conseil fédéral à bien considérer ce point et à entreprendre les adaptations nécessaires en ce sens.

Nous vous remercions de nous avoir donné la possibilité de prendre position et vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, nos salutations les meilleures,

Le Centre

Sig. Gerhard Pfister
Président Le Centre Suisse

Sig. Gianna Luzio
Secrétaire générale Le Centre Suisse



GRÜNE Schweiz

Miro Poffa
Waisenhausplatz 21
3011 Bern

miro.poffa@gruene.ch
031 326 66 12

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Per Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 21. Juli 2025

**Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit
Bundesratsbeschluss im November 2025; Vernehmlassungsantwort**

Sehr geehrter Herr Bundesrat,
sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben die GRÜNEN Schweiz zur Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 eingeladen. Wir danken Ihnen für die Einladung und äussern uns zur Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV) und der Energieverordnung (EnV).

Die vorgelegten Änderungen setzen einige wichtige Signale, wie beispielsweise der Winterbonus und die Zwischenziele. Doch zur Erreichung dieser Ziele braucht es klare Massnahmen. Die GRÜNEN erwarten vom Bundesrat, dass er die Energiestrategie im Sinne des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit entschlossen vorantreibt und Massnahmen vorschlägt, die über das bisher Vorgesehene hinausgehen.

Konkret begrüssen die GRÜNEN, dass der Bundesrat in der Energieverordnung (EnV) klare Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 festlegt. Dies ist im Sinne des Stromgesetzes und der langfristigen Energiestrategie. Gleichzeitig erinnern sie daran, dass das Energiegesetz nicht nur die Festlegung von technologiespezifischen Zielen verlangt, sondern auch, dass der Bundesrat rechtzeitig die notwendigen Massnahmen zur Erreichung dieser Ziele ergreift.

In dieser Hinsicht bleiben die vorliegenden Verordnungsrevisionen ungenügend. Es fehlen klare Massnahmen, um die Technologieziele für Wind und PV zu erreichen. Damit die Windenergie ihren wichtigen Beitrag zur Winterstromproduktion leisten kann, braucht es in der Umsetzung eine enge Koordination zwischen Bund, Kantonen, Stromunternehmen und Umweltorganisationen. Die GRÜNEN schlagen deshalb einen «runden Tisch Windenergie» vor, an dem an konkreten Lösungen für einen zügigen und naturverträglichen Ausbau der Windkraft gearbeitet wird. Ebenso muss der gesetzliche Rahmen für PV-Anlagen besser ausgeschöpft werden, wo weiterhin auf Verordnungsebene ein grosser Spielraum besteht. Dazu gehören unter anderem höhere Einmalvergütungen für PV-Anlagen auf Infrastrukturen mit erhöhter Winterstromproduktion, eine Erhöhung der gleitenden Marktprämie, eine Erhöhung des Netznutzungsrabattes für LEG, die Ermöglichung von virtuellen ZEV auch in

Muffennetzen oder die Beschleunigung des Ausbaus der Photovoltaik auf Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe.

Die Einschränkung der anrechenbaren Kosten bei Sanierungen von Grenzwasserkraftwerken (Anhang 3, Art. 3 der EnV) ist grundsätzlich verständlich. Es besteht aber die Gefahr, dass dringend nötige ökologische Verbesserungen, insbesondere am Hochrhein, auf unbestimmte Zeit vertagt werden. Vor dem Hintergrund der bereits stark beeinträchtigten Artenvielfalt in unseren Fliessgewässern, sind solche Verzögerungen nicht vertretbar. Die GRÜNEN appellieren deshalb an den Bundesrat, zusätzliche Instrumente zu prüfen, die sicherstellen, dass die ökologischen Sanierungen dieser Anlagen nicht durch grenzüberschreitende Zuständigkeitsfragen blockiert werden. Eine mögliche Lösung wäre etwa eine Zwischenfinanzierung durch die Schweiz, mit Rückerstattung bei späterem Sanierungsentscheid durch die angrenzenden Staaten.

Die geplante Ausweitung der Definition von «Erweiterung» auf Wiederinbetriebnahmen von alten stillgelegten Kleinanlagen wie in Art. 30b^{bis} Abs. 3 Energieförderungsverordnung (EnFV) vorgeschlagen, ist aus Sicht der GRÜNEN problematisch. Solche Kleinstwasserkraftwerke verursachen im Vergleich zur produzierten Strommenge einen unverhältnismässig grossen Schaden im Bereich der Biodiversität. Sie fordern deshalb die Streichung des entsprechenden Absatzes 3 oder eine deutliche Präzisierung im Sinne der Interessen der Natur und unterstützen den entsprechenden Änderungsantrag der Umweltallianz.

Die Einführung eines Winterbonus für Photovoltaik (Art. 30c EnFV) ist grundsätzlich sinnvoll und ein wichtiges Signal für die Versorgungssicherheit. Für die GRÜNEN ist jedoch nicht ersichtlich, weshalb Anlagen auf oder an Gebäuden vom Bonus ausgeschlossen werden sollen. Entscheidend für die Versorgung ist der Winterstromertrag, nicht der Standort. Zudem sollte bei der Berechnung der Bonusberechtigung die am Netz angeschlossene Leistung und nicht die maximale Modulleistung berücksichtigt werden. So werden Anreize für eine netzdienliche Ausgestaltung der Anlagen geschaffen.

Aus Sicht der GRÜNEN ist klar: Ein Grossteil des zukünftigen Winterstroms wird von grossflächig ausgebauter PV im Mittelland auf bestehenden Infrastrukturen kommen. Bei einem Zubau von 35-40 TWh/Jahr durch PV entstehen 9-12 TWh Winterstrom – das entspricht der heutigen Produktion aller AKW im Winter. Dieses Potenzial muss durch einen massiven Ausbau auf bestehenden Infrastrukturen in Kombination mit gezielten Anreizen wie Einmalvergütungen oder höhere Mindestvergütungen für Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion gezielt erschlossen werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Lisa Mazzone
Präsidentin



Miro Poffa
Fachsekretär Umwelt, Energie und Verkehr



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesrat Albert Rösti

Elektronisch an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 21. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Stellungnahme der Schweizerischen Volkspartei SVP

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zu diesen Verordnungsänderungen die Stellungnahme der SVP kommunizieren zu dürfen.

In dieser Vernehmlassung wird der Verordnungsnachvollzug zur Umsetzung des Mantelerlasses vorgelegt. Das Parlament hat mit dem Mantelerlass (21.047) im Jahr 2023 eine umfassende Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes beschlossen. Jetzt sollen die neuen gesetzlichen Vorgaben auf Verordnungsebene konkretisiert werden. Die Verordnungsänderungen setzen insbesondere die Ausbauziele, Förderinstrumente sowie die vorgesehenen Steuerungs- und Datennutzungsmechanismen in administratives Detailrecht um.

Aus Sicht der SVP ist die Umsetzung des Mantelerlasses über die vorliegenden Verordnungsänderungen inakzeptabel. Die Entwürfe greifen tief in Marktmechanismen, Planungsfreiheit und Eigenverantwortung ein. Statt technologieoffene und marktwirtschaftlich sinnvolle Rahmenbedingungen zu schaffen, wird die Subventions- und Steuerpolitik weiter verschärft – begleitet von wachsender Bürokratie, fragwürdigen Zielvorgaben und einem Ausbau der zentralstaatlichen Kompetenzen. Die vorliegende Ausgestaltung verfehlt das Ziel einer sicheren, wirtschaftlichen und unabhängigen Stromversorgung und ist deshalb konsequent zurückzuweisen.

Mit dem neu eingeführten Winterstrombonus, der pauschalen Erweiterung bestehender Fördersysteme und neuen Sonderregelungen wird das bestehende Subventionssystem nochmals ausgeweitet. Der Bund schüttet zusätzliche Fördergelder aus – unabhängig davon, ob die



Projekte wirtschaftlich sinnvoll oder versorgungstechnisch notwendig sind. Die Folge sind unnötige Mitnahmeeffekte, steigende Kosten im Netzzuschlagsfonds und langfristig höhere Strompreise für Haushalte und Unternehmen. Die SVP stellt sich klar gegen diesen Weg. Es braucht Kostenwahrheit, keine technokratisch verteilten Anreize für privilegierte Projektträger.

Der gesamte Verordnungskatalog verengt sich auf einige wenige, politisch gewollte Technologien – namentlich Photovoltaik und Windenergie. Gleichzeitig wird die Kernenergie als Grundpfeiler einer zuverlässigen Stromversorgung weiterhin systematisch ausgeblendet. Diese einseitige Förderung führt zu strukturellen Schwächen im Stromsystem, erhöht die Importabhängigkeit im Winter und missachtet das Prinzip der Technologieoffenheit. Wer Versorgungssicherheit ernst meint, muss alle Optionen prüfen – auch und gerade jene, die emissionsarm sind, kontinuierlich Strom liefern und unabhängig vom Wetter funktionieren.

Mit jeder neuen Regelung in diesen Verordnungen wächst die Komplexität: Bonusregeln, Berichtspflichten, Fördergrenzen, Zielvorgaben, Datenplattformen. Die zentrale Stromsteuerung nimmt Formen an, die nicht nur administrativ überbordend, sondern auch demokratisch fragwürdig sind. Insbesondere der Zugriff der Wirtschaftlichen Landesversorgung (OSTRAL) auf umfangreiche Verbrauchs- und Netzdaten ist kritisch zu beurteilen. Wir warnen insofern vor einem schleichenden Systemwechsel hin zu einer planwirtschaftlich gelenkten Energiepolitik – zulasten von Freiheit, Föderalismus und wirtschaftlicher Eigenverantwortung.

Wir fordern den Bundesrat auf, die Ordnungsänderungen grundlegend zu überarbeiten, von unnötiger Komplexität zu befreien und wieder auf eine technologieoffene, kosteneffiziente und marktorientierte Energiepolitik zurückzukommen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen bei Rückfragen gerne zur Verfügung.

SCHWEIZERISCHE VOLKSPARTEI

Der Parteipräsident

Der Generalsekretär

Marcel Dettling
Nationalrat

Henrique Schneider



Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication,
Transports, énergie et communication DETEC

par courriel:

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Berne, le 14 juillet 2025

Modifications d'ordonnances relevant de l'OFEN soumises à la décision du Conseil fédéral en novembre 2025

Consultation

Monsieur le Conseiller fédéral,
Mesdames, Messieurs

Nous vous remercions de nous donner l'occasion de prendre position sur les modifications d'ordonnances relevant de l'OFEN. L'Union des villes suisses représente les villes, les communes urbaines et les agglomérations de notre pays, soit plus de trois quarts de la population suisse.

Les villes jouent un rôle central dans la politique énergétique : en tant qu'autorités de planification et d'autorisation ainsi qu'en tant que propriétaires d'entreprises d'approvisionnement en énergie. De même, la plupart des consommatrices et consommateurs d'énergie se trouvent dans les villes, les communes urbaines et les agglomérations. Celles-ci sont elles-mêmes de grandes consommatrices finales.

Considérations générales

L'Union des villes suisses soutient les modifications des ordonnances découlant de la loi sur l'énergie, qui constitue une avancée importante pour la Stratégie énergétique 2050 en favorisant la production hivernale d'électricité renouvelable et en renforçant la sécurité d'approvisionnement ainsi que la protection du climat. L'Union des villes suisses salue les mesures prévues dans le cadre de la révision de l'ordonnance sur l'énergie, qui concrétisent les modifications légales adoptées en septembre 2023.

Dans la présente prise de position, nous n'abordons que quelques éléments choisis du paquet d'ordonnances qui, du point de vue de l'Union des villes suisses, revêtent une importance particulière pour les villes.

Demandes concernant les différentes dispositions

Pour la promotion du photovoltaïque hivernal, l'Union des villes suisses salue l'introduction du bonus d'électricité hivernale en remplacement du bonus d'altitude, car ce système fondé sur le rendement



est plus judicieux et plus neutre sur le plan technologique. Elle salue également l'intégration d'une production moyenne calculée sur trois ans comme base pour le calcul des incitations, car cela constitue un levier plus réaliste et efficace pour encourager des projets de haute qualité.

Pour le soutien au développement de la géothermie, la prolongation prévue du délai pour les installations sur la liste d'attente jusqu'à 2034 semble judicieuse. Parallèlement, la Confédération et les cantons devraient développer des capacités ciblées afin d'accélérer les processus réglementaires et d'intensifier la collaboration avec les villes et les communes.

L'Union des villes suisses salue explicitement l'introduction dans la loi d'objectifs intermédiaires pour 2030. Elle souligne toutefois que pour atteindre ces objectifs, d'autres adaptations des conditions-cadres sont nécessaires. Entre autres, les villes soutiennent la demande des cantons dans le MoPEC 2025 d'introduire une obligation pour le photovoltaïque pour les nouvelles constructions et les rénovations de toitures dès une surface de 50 m². Sans une introduction rapide de cette obligation, l'Union des villes suisses estime que les objectifs de développement ne pourront guère être atteints.

Concernant le stockage d'électricité, l'introduction d'un cadre légal avec des objectifs permettraient de mettre en œuvre ou de favoriser ces technologies par les villes sur leur territoire afin de contribuer à un approvisionnement garanti.

Quant à la limitation de financement pour des mesures d'assainissement des centrales hydroélectriques, elle pourrait constituer un risque en particulier pour la biodiversité dans le cas de projets frontaliers où l'Etat riverain ne prendrait pas en charge ces coûts.

En vous remerciant de l'attention que vous voudrez bien porter à nos remarques, nous vous adressons, Mesdames, Messieurs, nos cordiales salutations.

Union des villes suisses

Président

Anders Stokholm
a. Maire de Frauenfeld

Directrice

Monika Litscher

Copie: Association des Communes suisses

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

21. Juli 2025

**Vernehmlassung zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE)
mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 – Stellungnahme economiesuisse**

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der oben genannten Vernehmlassung.

economiesuisse vertritt als Dachverband der Schweizer Wirtschaft rund 100'000 Unternehmen jeglicher Grösse mit insgesamt 2 Millionen Beschäftigten in der Schweiz. Unsere Mitglieder umfassen 100 Branchenverbände, 20 kantonale Handelskammern sowie mehrere Einzelunternehmen. Sämtliche dieser Unternehmen nutzen Energie für die Bereitstellung ihrer Dienste und Produkte und sind dabei auf eine zuverlässige und kompetitive Versorgung ohne Unterbruch angewiesen. Für die Wirtschaft ist eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu international konkurrenzfähigen Preisen das Wichtigste. Als Dachverband der Schweizer Wirtschaft setzen wir uns für eine wettbewerbsfähige und wirtschaftsfreundliche Gesetzgebung ein.

Das Wichtigste in Kürze

- Es muss sichergestellt werden, dass auch Pumpspeicherkraftwerke förderberechtigt sind, und die Fördergrenzen müssen dementsprechend überprüft werden.
- Die Grenze von 3.5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom sollte für die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses nicht gelten.
- Bei ausgewiesenem Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen, sollten Ausnahmen für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten geschaffen werden.
- Eine Beschränkung der Entschädigung der Kosten für ökologische Sanierungsmassnahmen bei Grenzkraftwerken auf den Schweizer Hoheitsanteil wird abgelehnt.
- Es ist wichtig, dass energieintensive Unternehmen frühzeitig in Datenerhebungsprozesse eingebunden werden und die Datensicherheit gewährleistet wird.

1 Bemerkungen zur Vorlage

1.1 Energieförderungsverordnung (EnFV)

Förderungen für Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen

Die bisherigen Formulierungen der Fördergrenzen für die Investitionsbeiträge von Wasserkraftanlagen anhand von „Mehrproduktion“ und „Nettoproduktion“ sind höchst kritisch. Diese können die im Gesetz beabsichtigte Förderung mit Investitionsbeiträgen von bis zu 60% der anrechenbaren Kosten, insbesondere für die zusätzlich benötigte Winterproduktion, sehr stark einschränken. So weisen viele Wasserkraftprojekte nur eine geringe oder gar keine zusätzliche Produktion auf, aber eine grosse zusätzliche steuerbare Winterproduktion. Diese mögliche Einschränkung der Förderung entspricht nicht dem Willen des Gesetzgebers, welcher in Art. 9a StromVG ein Ausbauziel für die Stromproduktion im Winter definiert hat.

Pumpspeicherkraftwerke, welche einen wichtigen Beitrag zur Integration von Photovoltaik- und Windenergie leisten und deren flexible Betriebsweise wesentlich zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen, würden gemäss diesem Verordnungsentwurf kaum oder keine Förderung erhalten, da sie generell wenig zusätzliche Produktion erbringen oder teilweise Nettoverbraucher sind.

Aufgrund der Wichtigkeit der Pumpspeicherkraftwerke muss sichergestellt werden, dass auch Pumpspeicherkraftwerke förderberechtigt sind, und die Fördergrenzen müssen dementsprechend überprüft werden.

Keine neue Fördergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Die begonnenen Projekte des Solar-Express haben einen Anspruch auf eine Förderung. Die Anlagen müssen allerdings gemäss Art. 46m Abs. 3 EnFV bis Ende 2030 in Betrieb genommen werden. Gemäss dem vernehmlassten Art. 108c Abs. 5 EnFV soll der neue Höchstbeitrag für den Winterstrombonus von 3.5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom gemäss Art. 46u EnFV auch für alle bisherigen Solarexpress-Projekte angewendet werden, welche bis Ende 2025 die teilweise Einspeisung nicht erreichen.

Die mit der vorliegenden Verordnungsänderung vorgeschlagene Reduktion des Höchstbeitrags in Höhe von 3.5 Millionen Franken entspricht einer Halbierung der Unterstützung aller alpinen Solaranlagen, die sich noch nicht im Bau befinden. Selbst mit der bisher vorgesehenen vollen Förderung ist eine wirtschaftliche Umsetzung der Projekte herausfordernd und nur mit innovativen Vermarktungsansätzen wie langfristigen Energiebezugsverträgen möglich. Mit der beabsichtigten Reduktion des Höchstbeitrages werden diese Anlagen verhindert. Dabei ist bereits in der geltenden Regelung eine Begrenzung der Förderung vorgesehen, so dass kein Risiko einer Überförderung besteht.

Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Ziel des Gesetzgebers, die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses fertigzustellen. Demnach sollte diese Grenze von 3.5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom für die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses nicht gelten.

Ausnahmen schaffen für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten

Die vorgeschlagenen Höchstbeträge für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten bei der Wasserkraft sind im Grundsatz angemessen und praktikabel. Es sollte aber eine Ausnahmemöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, falls nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt wird, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen. Beides ist im Interesse der schweizerischen Stromversorgungssicherheit.

1.2 Energieverordnung (EnV)

Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen

Mit den Verordnungsänderungen ist eine Beschränkung der Entschädigung der Kosten für ökologische Sanierungsmassnahmen bei Grenzkraftwerken auf den Schweizer Hoheitsanteil vorgesehen. Die beabsichtigte Verordnungsänderung führt damit zu einer unzulässigen, zweifachen Ungleichbehandlung der Grenzkraftwerke.

Erstens kämen nur Anlagen, bei denen das Sanierungsverfahren vor der vorliegenden Verordnungsänderung bereits so weit fortgeschritten ist, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden könnten, in den Genuss einer vollständigen Entschädigung. Demgegenüber würden Grenzkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Verordnungsänderung Entschädigungsgesuche stellen, nur die Kosten im Umfang des schweizerischen Hoheitsanteils erstattet.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Letztlich führt eine nicht vollständige Erstattung der Kosten dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Deshalb wird eine Beschränkung der Entschädigung der Kosten für ökologische Sanierungsmassnahmen bei Grenzkraftwerken auf den Schweizer Hoheitsanteil abgelehnt.

1.3 Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Frühzeitiges Einbinden der Unternehmen in Datenerhebungsprozesse und Gewährleistung der Datensicherheit

Die neue Datenzugriffspflicht für Endverbraucher mit hohem Strombezug betrifft insbesondere energieintensive Produzenten. Damit sich diese Unternehmen auf den entstehenden Mehraufwand einstellen können, sollte die OSTRAL die betroffenen Branchen frühzeitig in ihre Prozesse einbinden und den Unternehmen eine genügend lange Vorbereitungszeit gewähren. Insbesondere müssen auch die Fragen geklärt werden, wie oft und mit welchem Aufwand Daten bereitgestellt werden müssen. Dies sind alles Faktoren, welche bei der Verhältnismässigkeitsklausel in Art. 3a Abs. 4 inkludiert gehören. Ebenfalls sollte geprüft werden, ob eine Kostenentlastung durch eine Reduktion anderer Abgaben des Strommarktes für die betroffenen Unternehmen möglich ist, um eine Zusatzbelastung zu vermeiden. Bereits heute sind die energieintensiven Unternehmen stark durch zahlreiche Abgaben belastet.

Bei der Datenbereitstellung sind teils sensible und vertrauliche Verbraucherdaten betroffen, welche wirtschaftliche Rückschlüsse auf Produktionsprozesse zulassen. Die Datensicherheit nach Art. 3a Abs. 5 hat daher höchste Priorität und sollte in der Ausführung auch entsprechend gewichtet werden.

Damit eine Vertrauensbasis geschaffen werden kann, muss die OSTRAL gegenüber den Unternehmen transparent sein und die entsprechenden Datensicherungsmethoden offenlegen. Die Unternehmen sollten dabei das Recht haben, Einsprache einzulegen, falls diese die genannten Methoden als unzureichend qualifizieren.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse
economiesuisse



Alexander Keberle
Mitglied der Geschäftsleitung, Bereichsleiter
Energie, Infrastruktur & Umwelt



Beat Ruff
Leiter Energie- und Klimapolitik

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la
communication DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Brugg, le 11 juillet 2025

Responsable : Diane Gossin
Secrétariat : Jeannette Saurer
Document : 250711_PP_Office fédéral de
l'énergie.pdf

Par courriel à :
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Procédure de consultation : Modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie

Monsieur le Conseiller fédéral,
Madame, Monsieur,

Dans votre courriel du 14 avril dernier vous nous invitez à prendre position sur la consultation mentionnée en objet et vous en remercions.

Dans le cadre de la présente révision, nous appelons à une meilleure reconnaissance des installations photovoltaïques qui ne sont ni ajoutées ni intégrées à un bâtiment. En effet, de nombreux agriculteurs et agricultrices ont installé de manière proactive des panneaux solaires sur leurs toits, injectant leur production dans le réseau et contribuant ainsi concrètement à la transition énergétique. Or, ces efforts ne sont aujourd'hui pas suffisamment valorisés. Une rémunération équitable de l'électricité injectée doit être garantie en conséquence.

Par ailleurs, nous soutenons le principe d'un bonus pour les installations photovoltaïques performantes en hiver, sachant qu'elles contribuent à la sécurité d'approvisionnement. Cependant, ce mécanisme pourrait renforcer l'attrait des installations d'agri-PV, augmentant la pression sur les terres agricoles. Il est donc impératif que ces projets respectent strictement les conditions fixées par l'article 32c de l'OAT, afin de préserver la vocation agricole des surfaces concernées.

Parallèlement, nous soutenons la position de l'association faîtière des producteurs de biogaz agricole Oekostrom, qui alerte sur l'avenir incertain des installations de biogaz mises en service sous le régime du Système de rétribution de l'injection SRI (anciennement RPC). Ce modèle arrivant successivement à échéance, une forte baisse des recettes est attendue pour les installations concernées, mettant en péril leur viabilité. Rares seront les exploitants et exploitantes qui seront en mesure de financer les investissements nécessaires à la modernisation des installations. Or, sans adaptation des taux de rétribution définis dans le cadre de l'OEner, de nombreuses installations risquent d'être démantelées. Il est donc crucial qu'un système de rétribution adéquat couvre durablement les coûts d'exploitation et de réinvestissement indispensables.

En vous remerciant de nous avoir consultés, nous sommes à votre entière disposition pour tout complément d'information et nous vous adressons, Monsieur le Conseiller fédéral, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.

Union suisse des paysans



Markus Ritter
Président



Martin Rufer
Directeur

Von: [Florence Schurch](#)
An: [_BFE-Verordnungsrevisionen](#)
Cc: [Zanasco Jean-Luc](#); [Friedli David](#); [Pierre-Emmanuel Guerin](#); davide.crotta@esb.ch
Betreff: Consultation - Ordonnances sur l'énergie - Prise de position de la société Parc éolien de la Montagne de Romont SA
Datum: Mittwoch, 16. Juli 2025 11:30:51
Anlagen: [image001.png](#)
[Prise de position Suisse Eole Ordonnances sur l'énergie 2025-06-25_FR.pdf](#)

Madame, Monsieur,

Par la présente, nous tenons à vous informer que **Parc éolien de la Montagne de Romont SA**, avec siège à Romont (BE), soutient la position de Suisse Eole (pdf ci-joint).

Cette société a pour actionnaires les Services industriels de Genève et Energie Service Biel/Bienne.

Pour votre information, il est prévu d'installer 5 éoliennes sur la commune de Romont (BE) avec une production nette estimée de 36 GWh/an.

Avec mes cordiales salutations
Florence Schurch
Présidente du Conseil d'administration

Florence Schurch
Secrétaire générale



11 rue de Chantepoulet
1201 Geneva - Switzerland
Phone: +41 22 715 29 90
Email : info@suissenegoce.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Per e-mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 23. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns eingeladen, an der Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 teilzunehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen gern wie folgt Stellung:

Energieverordnung EnV

Festlegung von Zwischenzielen bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Mit dem Stromgesetz, das am 9. Juni 2024 deutlich an der Urne angenommen wurde, hat sich die Schweiz ambitionierte Ziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. Die Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK unterstützt einen raschen und starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen und die Energieversorgung sicherzustellen. Die aufgrund eines linearen Wachstumspfads vorgeschlagenen technologischen Teilziele für 2030 sind ambitiös, aber werden begrüsst.

Die EnDK unterstützt im Besonderen einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher insbesondere auf den Zubau von Winterproduktion fokussiert. Ein ambitioniertes Ziel auch bei der Windenergie wird daher unterstützt. Alle involvierten Kreise sind gefordert, aktiv dazu beizutragen, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Auch bei der Photovoltaik braucht es ein klares Engagement aller betroffenen Akteure, um den Ausbau weiter mit hohem Tempo voranzubringen. Die Kantone engagieren sich entsprechend mit der Anpassung ihrer Richtplangrundlagen. Ebenfalls positiv zum Ausbau beitragen wird auf Ebene der Verfahren der Beschleunigerlass, welchen die EnDK unterstützt.

Schaffung von Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichertechnologien

Mit dem starken Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf nach tageszeitlichen und saisonalen Speichermöglichkeiten, um Schwankungen auszugleichen und zur Sicherstellung der Versorgung beizutragen. Im Gegensatz zur Stromproduktion werden Stromspeicher in der Energiegesetzgebung des Bundes bislang kaum berücksichtigt. Die EnDK empfiehlt, dazu Grundlagen und ggf. Ziele auszuarbeiten. Sie begrüsst die vom Bund eingeleiteten Bestrebungen, insbesondere die Einberufung eines runden Tisches zum Thema Energiespeicher unter Einbezug der Kantone.

Finanzierung der Sanierungsmassnahmen bei Grenzwasserkraftanlagen nach Hoheitsanteil

Die Wasserkraftwerksbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen bei ihren Wasserkraftwerken (Geschiebehaushalt, Schwall-Sunk, Fischgängigkeit) durchzuführen. Gemäss Art. 34 EnG sind die anfallenden Kosten vollständig zu entschädigen. Diese Regelung geht auf den Gegenvorschlag zur Volksinitiative «Lebendiges Wasser» zurück, welcher bei allen bestehenden Kraftwerken unabhängig von der Konzessionssituation eine verhältnismässige Sanierung einführte. Um die wohlerworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber zu wahren und eine Behinderung der Sanierungen durch finanzielle Diskussionen zu vermeiden, wurde dabei die vollständige Kostentragung vorgesehen. Der Grundsatz, dass die Sanierungskosten durch den Bund getragen werden müssen, gilt laut Bundesgericht auch bei Grenzkraftwerken, wobei eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil nicht zulässig ist (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen).

Die Kosten der Sanierungspflicht bei Grenzwasserkraftwerken nur noch für den schweizerischen Hoheitsanteil zu entschädigen, steht dazu im Widerspruch und birgt das Risiko, dass Kosten auf die Kraftwerksbetreiber oder Kantone abgewälzt werden. Sollten wichtige Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken aus Kostengründen nicht realisiert werden, könnte sich dies negativ auf den ökologischen Wert der Sanierung von oberliegenden Anlagen an Schweizer Gewässern auswirken (z.B. bei fehlender Beseitigung von Wanderhindernissen). Eine Verschiebung der Sanierungen auf den Zeitpunkt der Konzessionserneuerung würde sich auf die Rentabilität der Kraftwerke auswirken und könnte dazu führen, dass die Wasserkraftproduktion an Grenzgewässern unattraktiv, die Verhandlungen um eine Neukonzessionierung erschwert und schlimmstenfalls der Erhalt der entsprechenden Produktion gefährdet werden.

Die EnDK lehnt die vorgeschlagene Änderung daher ab. Wird trotzdem eine hoheitsanteilige Kostentragung angestrebt, muss der Bund zwingend mit den Anrainerstaaten Vereinbarungen über die Übernahme der hoheitsanteiligen Kosten abschliessen.

Energieförderungsverordnung EnFV

Ablösung des Höhenbonus durch einen Winterstrombonus bei grossen Photovoltaikanlagen

Aus Sicht der EnDK braucht es beim Ausbau der erneuerbaren Energien einen starken Fokus auf die Produktion im Winterhalbjahr. Sie begrüsst daher die Einführung des neuen Bonus für grosse Photovoltaikanlagen, die vom 1. Oktober bis 31 März einen Ertrag von mehr als 500 kWh pro kW Leistung aufweisen; dies ermöglicht für die Förderung der Winterstromproduktion mehr Flexibilität.

Dabei ist auf einen möglichst effizienten Vollzug zu achten. Die Fördersysteme werden zunehmend komplex und es wird für die betroffenen Akteure immer schwieriger, die Übersicht zu behalten. Es sollte zumindest eine einfache und klare Wegleitung zur Verfügung gestellt werden. Zudem könnte geprüft werden, ob die Rahmenbedingungen oder Förderkategorien vereinfacht werden können.

Umsetzung des verlängerten Solar-Expresses auf Verordnungsstufe und Einführung einer Förderobergrenze für Anlagen des Solar-Expresses

Die EnDK teilt die Bestrebung nach einer effizienten Allokation von Fördergeldern. Sie gibt bei der geplanten Einführung einer Förderobergrenze jedoch zu bedenken, dass damit in laufende Verfahren eingegriffen wird bei Anlagen, welche vom Parlament zum Zweck eines raschen Zubaus von Winterstromproduktion in einem zeitlich eng befristeten Rahmen gezielt beanreizt wurden. Für diese Anlagen lagen bisher keine Erfahrungswerte vor und sie sind daher mit höheren Unsicherheiten betr. Realisierung und Kosten behaftet, so dass die Projekte bereits unter dem geltenden Rahmen mit technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert sind. Die Förderung ist dabei bereits begrenzt, da der Investitionsbeitrag maximal 60% der anrechenbaren Investitionskosten betragen kann.

Um den Projektanten in diesem Umfeld mehr Zeit für die Fortführung und einen erfolgreichen Abschluss der Projekte zu geben, hat der Gesetzgeber nun eine Verlängerung des Solar-Expresses beschlossen.

Die EnDK begrüsst dies, um den bereits lancierten Projekten eine Chance auf Fortführung zu geben und da die Ausnahmeregelungen des Solar-Expresses weiterhin eng begrenzt bleiben. Darüber hinaus bevorzugt die EnDK einen ordentlichen Rechtsrahmen, wie er im Rahmen des Mantelerlasses beschlossen und nun des Beschleunigungserlasses diskutiert wird, welcher insbesondere den geltenden Planungshoheiten der Kantone Rechnung trägt.

Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei der Wasserkraft

Es sollte vermieden werden, dass die Einführung von maximal anrechenbaren Investitionskosten bei Erneuerungs- und Erweiterungsprojekten der Wasserkraft dazu führt, dass Projekte nach Anhang 1 des StromVG oder andere für die Versorgungssicherheit wichtige Vorhaben (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) bei der Förderung schlechter gestellt werden. Diese erzielen meist nicht eine erhebliche zusätzliche Produktion, sondern verlagern die Produktion, z.B. in den Winter.

Verlängerung der Frist für die Inbetriebnahme-Meldung bei der Geothermie

Die Verlängerung der Frist für die Einreichung der Inbetriebnahme-Meldung wird begrüsst, da damit der Komplexität von Geothermieprojekten besser Rechnung getragen werden kann.

Stromversorgungsverordnung StromVV und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft VOEW

Nutzung von Mess- und Stammdaten des Datahub für die Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Die Nutzung des Effizienz- und Digitalisierungspotenzials der Datenplattform zum Zweck allfälliger Bewirtschaftungsmassnahmen ist zu begrüssen. Mehrfachdatenerhebungen sind zu vermeiden und die Vollzugsaufgaben der Behörden und Organisationen sind möglichst effizient abzuwickeln. Es ist sicherzustellen, dass die Kantone im Rahmen ihrer Vollzugsaufgaben bei der Überwachung von Bewirtschaftungsmassnahmen die benötigten Daten ebenfalls erhalten.

Datenschutz bei der Vorbereitung von Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Der Bundesrat präzisiert in seinen Erläuterungen, dass sicherzustellen ist, dass die über den Datahub erhaltenen Verbraucherdaten oder anderen wirtschaftlich sensiblen Informationen nicht unbefugten Akteuren zugänglich sind. Entsprechend ist Art. 3a Abs. 5 VOEW dahingehend anzupassen, dass nicht nur die Datenbearbeitung, sondern auch der Datenzugriff durch unbefugte Dritte verhindert wird.

Nutzungsmöglichkeit der Mess- und Stammdaten des Datahub für weitere Vollzugsaufgaben

Bund und Kantone setzen sich für die sparsame und effiziente Nutzung von Energie in Unternehmen ein (Art. 46 Abs. 1 EnG). Die Kantone erlassen dazu Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern (Art. 46 Abs. 3 EnG). Die EnDK konkretisiert die Umsetzung dieses Grossverbraucherartikels in ihren Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) im Sinne einer Vollzugshilfe. Demnach haben alle Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 GWh/Jahr oder einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh eine Energieverbrauchsanalyse zu erstellen oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder dem zuständigen Kanton abzuschliessen. Die Stammdaten und Energieverbräuche müssen zu diesem Zweck mit erheblichem Aufwand für Kantone und Energieversorgungsunternehmen erhoben werden. Um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, ist für diese Zwecke eine Nutzungsmöglichkeit des Datahubs anzustreben. Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. c StromVV ist

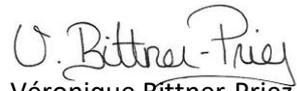
dahingehend anzupassen, dass der Datahub den kantonalen Behörden die Daten für ihre Vollzugsaufgaben auf Verlangen nicht nur in pseudonymisierter Form, sondern auch in nicht anonymisierter Form bekannt gibt.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen gerne für Rückfragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized 'L' followed by a horizontal stroke and a small flourish.

Staatsrat Laurent Favre
Präsident EnDK

A handwritten signature in black ink, reading 'V. Bittner-Priez' in a cursive style.

V. Bittner-Priez
Véronique Bittner-Priez
Generalsekretärin EnDK



CH-3003 Berne_CFC

E-Mail

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Berne, le 21 juillet 2025

Prise de position de la CFC sur la consultation 2025/24 – Modification d'ordonnances relevant de l'Office fédéral de l'énergie soumises à la décision du Conseil fédéral en novembre 2025

Mesdames, Messieurs,

Faisant suite à l'invitation du DETEC du 14 avril 2025 sur la consultation concernant la révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR), de l'ordonnance sur l'énergie (OEne), de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) et de l'ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE), la Commission fédérale de la consommation (CFC) vous fait parvenir sa prise de position.

La CFC reconnaît l'importance des modifications proposées aux ordonnances sur l'énergie et l'approvisionnement en électricité pour atteindre les objectifs de développement durable et de sécurité énergétique. Il lui paraît cependant important que l'impact de ces modifications sur le consommateur final et surtout sur les consommateurs captifs soit documenté et leurs soit bénéfique. Cette dimension n'est pas toujours évaluée dans les aspects clés qui favorisent les intérêts des consommateurs captifs et en particulier dans le contexte émergent des *prosumers* — des consommateurs ou groupes de consommateurs qui produisent et auto-consomment l'électricité afin que ceux-ci soient traités de manière équitable par rapports aux investisseurs institutionnels qui pourraient investir dans des solutions centralisées moins rentables que celles de communautés d'énergies locales.

Pour les consommateurs finaux, la possibilité d'investissement privé présente de l'intérêt. Dès lors, les modifications proposées devraient encourager et faciliter l'investissement privé et communautaire dans l'efficacité et les énergies renouvelables. Cela inclut la simplification des procédures administratives pour l'installation de systèmes de production d'énergie décentralisés, tels que les panneaux solaires, conversion et gestion efficace d'énergie et mesures d'efficacité par réduction de la demande et la création de mécanismes de financement associés.

Se pose également la question de la rémunération équitable. Il est essentiel que les consommateurs qui investissent dans des installations de production d'énergie renouvelable soient rémunérés à un prix juste pour l'électricité qu'ils injectent dans le réseau, pour celles

qu'ils auto-consomment et pour les services systémiques qu'ils fournissent (flexibilité et sécurité d'approvisionnement) au même titre que les fournisseurs de solutions centralisées. Cela favorisera non seulement l'adoption de ces technologies, mais contribuera également à la transition énergétique. Les tarifs de rachat et les mécanismes de compensation pour l'électricité produite par les *prosumers* doivent être équitables et refléter la valeur réelle de l'énergie produite. Cela inclut la prise en compte des bénéfices environnementaux et systémiques de la production décentralisée. Les consommateurs qui participent à des communautés énergétiques locales devraient également bénéficier de tarifs avantageux et de conditions transparentes pour la vente et l'achat d'électricité au sein de ces communautés.

Il faut aussi veiller à la transparence des coûts. Il est crucial que les coûts reportés aux consommateurs captifs, qu'ils soient liés aux systèmes centralisés ou aux contributions via les communautés d'énergie locale, soient établis de manière transparente et équitable par rapport à ceux des solutions centralisées. Les consommateurs doivent être informés de manière claire et compréhensible sur la composition de leurs factures d'électricité et sur les bénéfices des investissements dans les énergies renouvelables. La transparence dans l'établissement des coûts et des subventions est essentielle pour garantir la confiance des consommateurs dans le système énergétique et pour encourager leur participation active à la transition énergétique. Les mécanismes de définition des prix pour les consommateurs captifs via l'EICOM devraient s'accompagner d'un mécanisme de redistribution des bénéfices dans le cas où les prix fixés par l'EICOM s'avèrent différents des coûts effectifs afin d'éviter que l'achat d'électricité devienne une levée d'impôt indirecte.

Entre enfin en ligne de compte la gestion décentralisée de l'énergie. Les modifications devraient mieux intégrer la gestion décentralisée de l'énergie, en encourageant le développement de micro-réseaux et de systèmes de stockage locaux. Cela permettra non seulement d'améliorer la résilience du réseau, mais aussi de donner aux consommateurs et investisseurs privés notamment via les communautés d'énergie locales plus de contrôle sur leur approvisionnement énergétique. Les technologies de gestion intelligente de l'énergie, telles que les compteurs intelligents et les systèmes de gestion intelligente de l'énergie domestique, devraient être promues et rendues accessibles aux consommateurs pour permettre aux consommateurs de mieux gérer leur consommation et leur production d'énergie et leur contributions systémique et à la sécurité d'approvisionnement. Il est important que les bonus pour la production hivernale s'appliquent également à toutes les mesures permettant de réduire la demande hivernale: par exemple, l'isolation des bâtiments, l'écrêtage ou la cogénération hivernale de *prosumers* devraient pouvoir bénéficier des mêmes mécanismes de bonus que les systèmes centralisés visés par la loi.

Les lignes qui précèdent peuvent être résumées comme suit :

Travailler à l'encouragement des *prosumers*. En plus des solutions centralisées proposées, il s'agit d'intégrer dans la loi des mécanismes miroirs (incitations financières et réglementaires) pour les *prosumers* et les communautés d'énergies locales. Une autre mesure serait de garantir l'accès en temps réel aux données des *smart meters* aux consommateurs finaux afin que ceux-ci puissent les mettre à disposition de tout système de gestion intelligente de l'énergie, en particulier les systèmes des communautés d'énergies locales.

Veiller à la transparence et à l'information. Il s'agit d'assurer une transparence dans l'établissement des coûts et des tarifs pour les consommateurs et en particulier les clients captifs et d'établir un système de redistribution pour le cas où les prix fixés par l'EICOM s'avèrent différents des coûts réalisés par le marché et éviter les mécanismes de taxation indirecte via l'approvisionnement de l'énergie.

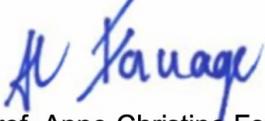
Prendre en compte les consommateurs. De manière générale, dans la préparation des mesures de la loi sur l'énergie, cela suppose de documenter l'impact sur les consommateurs

captifs et la manière dont le gouvernement entend reporter les coûts de l'approvisionnement sur le consommateur final.

En conclusion, les modifications proposées aux ordonnances sur l'énergie et l'approvisionnement en électricité représentent une opportunité importante pour favoriser la transition vers un système énergétique plus durable et résilient. En mettant l'accent sur l'intérêt des consommateurs finaux et en encourageant leur participation active en tant que *prosumers* ou communautés d'énergies locales, nous pouvons créer un système énergétique qui est non seulement plus respectueux de l'environnement, mais aussi plus équitable et transparent pour tous les consommateurs.

La Commission fédérale de la consommation vous remercie de l'attention portée à sa prise de position et vous présente, Mesdames, Messieurs, ses meilleures salutations.

Pour la Commission fédérale de la Consommation,



Prof. Anne-Christine Fornage
Présidente



PD Dr. Melinda Lohmann
Vice-présidente



ENHK c/o BAFU, GU, 3003 Bern

Bundesamt für Energie BFE
3003 Bern

Per Email an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: GU
Sachbearbeiter/in: GU
Bern, 11. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026: EnFV, EnV, StromVV, VOEW - Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie der ENHK den Entwurf der Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 im Rahmen der Vernehmlassung zur Stellungnahme unterbreitet, wofür wir Ihnen bestens danken. Die Vorlage umfasst Revisionen der Energieförderungsverordnung (EnFV), der Energieverordnung (EnV), der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW).

Die ENHK nimmt die vorgeschlagenen Verordnungsänderungen zur Kenntnis und hat dazu aus der Sicht der Bundesinventare nach Art. 5 NHG keine Bemerkungen.

Freundliche Grüsse
Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission ENHK

Stefan Kölliker
Präsident

Fredi Guggisberg
Sekretär

Kopie an: BAFU, Abteilung Politik und Strategie; BAFU, Abteilung Biodiversität und Landschaft; BAFU, Sektion UVP und Raumordnung; BAK, Sektion Baukultur, ASTRA, Fachbereich IVS; EKD



CH-3003 Bern, WEKO

Per E-Mail an:
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Unser Zeichen: 041.1-00052/spi
Direktwahl: +41 58 465 37 49
Bern, 30.6.2025

041.1-00052: Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 – Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Einladung zur Stellungnahme in obenstehend genannter Vernehmlassung. Wir führen hierzu gerne Folgendes aus:

1. Einleitende Bemerkungen

1. Die Wettbewerbskommission (WEKO) nimmt in Vernehmlassungen Stellung zu Entwürfen von rechtsetzenden Erlassen des Bundes, die den Wettbewerb beschränken oder auf andere Weise beeinflussen.¹ Ihren gesetzmässigen Auftrag wahrnehmend, beschränkt sich die WEKO vorliegend auf eine Stellungnahme zu den aus wettbewerblicher Sicht relevanten Punkten. Daraus kann nicht abgeleitet werden, dass die unkommentierten Ausführungen aus anderen Überlegungen zu unterstützen oder abzulehnen wären.

2. Die WEKO orientiert sich bei der Beurteilung der geplanten Verordnungsänderungen am Grundsatz, dass Regulierungen generell wettbewerbsneutral auszugestalten sind. Dies bedeutet, dass Staatseingriffe nicht ohne zwingendes Erfordernis Marktteilnehmer bevorzugen oder benachteiligen sollten.

¹ Vgl. Art. 46 Abs. 2 des Bundesgesetzes über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen vom 6.10.1995 (Kartellgesetz, KG; SR 251).

2. **Stromversorgungsverordnung und Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft**
- a. **Mit Vorbereitungsmaßnahmen betraute Organisationen für den Fall einer schweren Strommangellage**

Antrag:

Vorbereitungsmaßnahmen für den Fall einer schweren Strommangellage seien durch einen von der Stromwirtschaft *vollständig unabhängigen* Akteur vorzunehmen, der nicht auf Märkten im Energiebereich tätig ist.

Eventualiter sei eine *paritätisch* aus Stromnetzbetreibern, Lieferanten, Produzenten und Verbrauchern zusammengesetzte Organisation für solche Tätigkeiten einzusetzen.

Art. 1 und 3a VOEW² seien in diesem Sinne abzuändern.

Begründung:

3. Aus wettbewerblicher Sicht ist es problematisch, dass *einzig* der Branchenfachverband der *Stromnetzbetreiber*, der in erster Linie seine eigenen Interessen verfolgt und dessen Mitglieder auf diversen gewerblichen Märkten – insbesondere im Stromlieferbereich – tätig sind, in der VOEW zur Vornahme von Vorbereitungsmaßnahmen im Falle einer schweren Strommangellage beauftragt wurde (vgl. Art. 1 Abs. 1 VOEW). Aufgrund dieser Zuständigkeit in der VOEW soll der VSE respektive die OSTRAL nun auch für die Bearbeitung von teils wirtschaftlich sensiblen *Verbraucherdaten vor Eintritt einer schweren Strommangellage* eingesetzt werden (vgl. Art. 3a VOEW). Die vorgeschlagene Konzeption, wonach auf Verordnungsstufe der VSE resp. die OSTRAL zur Datenbearbeitung für *Vorbereitungsmaßnahmen* vor einer schweren Strommangellage verpflichtet werden soll, birgt ein Potential für wettbewerbswidriges Verhalten.

4. Die Wettbewerbsbehörden äussern sich kritisch zu Verflechtungen zwischen Branchenverbänden und deren Mitgliedern sowie staatlichen Entscheidungsträgern. Ist die Unabhängigkeit einer mit öffentlichen Aufgaben mandatierten Organisation von der Branche nicht gewährleistet, besteht die Gefahr, dass gewisse Branchenmitglieder gegenüber auf demselben Markt tätigen anderen Unternehmen im Wettbewerb bevorzugt werden könnten. Ebenfalls kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich im Rahmen der Erfüllung der öffentlichen Aufgaben verschiedene Branchenmitglieder zulasten von Konkurrenten in wettbewerbsverzerrender Weise absprechen könnten. Daher sollten öffentliche Aufgaben einem möglichst von bestimmten Interessengruppen unabhängigen Akteur übertragen werden, der keine eigenen Interessen verfolgt.

5. Entscheidend für die Beurteilung aus wettbewerblicher Sicht ist, welche Verbraucherdaten in welcher zeitlichen Abfolge und mit welchem Detaillierungsgrad gesammelt und ausgewertet werden sollen. Im Rahmen der Überarbeitung der Entwürfe der Kontingentierungsverordnung sowie der Sofortkontingentierungsverordnung im Jahr 2023 wurde die *koordinierende Stelle OSTRAL* (nachfolgend: KSO) geschaffen. Diese Stelle wurde gestützt auf die VOEW organisatorisch beim VSE angesiedelt. Die KSO verrichtet Hilfstätigkeiten für die Abwicklung von Kontingentierungen, für die sie unter anderem auf *Verbraucherdaten von Grosskunden* angewiesen ist. Die Anonymität der von der Meldepflicht betroffenen Grossverbraucher ist zumindest gegenüber der KSO *nicht* gewährleistet. Dieser sind nämlich unter anderem die *Unterneh-*

² Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft vom 10.5.2017 (VOEW; SR 531.35).

mensnamen der Multisite-Verbraucher einzureichen.³ Es ist davon auszugehen, dass die KSO auch die Datenbearbeitung gemäss Art. 3a VOEW vornehmen soll. Die mit der Kontrolle der Kontingentierungsvorgaben betrauten Personen innerhalb dieser Organisation sollen zu *ta-gesscharfen* Messdaten der Endkundinnen und Endkunden in der Schweiz Zugang erhalten.

6. Der gestützt auf Art. 17d und 17e StromVG⁴ zu schaffende Datenplattformbetreiber soll dem VSE insbesondere die Mess- und Stammdaten der Endkundinnen und Endkunden in der Schweiz *in nicht anonymisierter Form* für die Vorbereitung und den Vollzug von Massnahmen nach dem LVG zur Verfügung stellen.⁵ Über den VSE als Interessenverband der Stromnetzbetreiber könnten Mitglieder, die in den Bereichen Stromproduktion und -handel sowie Endkundenversorgung tätig sind, an diese marktrelevanten Informationen gelangen. Im Stromlieferbereich tätige Personen könnten derartige Verbraucherdaten von Grosskunden beispielsweise dazu verwenden, diesen ein optimiertes und auf ihre individuellen Bedürfnisse zugeschnittenes Angebot zu unterbreiten, um sie als Neukunden zu gewinnen. Aus aktuellen Verbraucherdaten einzelner Grosskunden an verschiedenen Standorten lassen sich deren Lastgangprofile eruieren.

7. Zudem könnte die KSO gestützt auf die in den Kontingentierungsverordnungen vorgesehenen Meldepflichten nebst Verbraucherdaten auch an andere wirtschaftlich sensible Informationen gelangen, die auf den Energiemärkten tätige Stromnetzbetreiber zu ihren Gunsten einsetzen könnten. Um die Umsetzung der Kontingentierungsverordnung sicherzustellen, sind der KSO beispielsweise die Namen der an Transaktionen beteiligten Unternehmen sowie sämtliche transferierten Kontingente und Teilkontingente zu melden. Zudem sind etwa das jeweilige Datum und die genaue Zeit der einzelnen Handelsgeschäfte einzureichen.⁶ Die KSO wird somit beispielsweise erfahren, welche Grosskunden den Betrieb einstellen werden, weil sie sämtliche ihrer Kontingente innerhalb einer Kontingentierungsperiode verkauft haben und welche Grosskunden Kontingente zugekauft haben, um weiterhin uneingeschränkt weiterproduzieren zu können.

8. Aus wettbewerblicher Perspektive sollte die Organisation, welche die notwendigen Vorbereitungsmaßnahmen für den Fall einer schweren Strommangellage vorzunehmen hat, nicht nur aus Personen bestehen, die für den VSE oder dessen Mitglieder tätig sind. Hauptberuflich bei Stromversorgungsunternehmen tätige Personen, die Mitglieder beim VSE sind, könnten bei ihren gestützt auf die VOEW vorzunehmenden Tätigkeiten einen Anreiz haben, ihre Konkurrenten auf den Erdgasliefermärkten zu behindern. Zur Minimierung des Potenzials für Wettbewerbsverzerrungen würde es allerdings nicht ausreichen, wenn nur Personen, die *ausschliesslich* für den VSE resp. die OSTRAL arbeiten, mit den Tätigkeiten der KSO betraut würden; auch in Bezug auf solche Personen besteht ein Potenzial, dass wirtschaftlich sensible Daten über Endkundinnen und Endkunden an Mitglieder des Interessenverbandes weitergegeben werden könnten, die auf den Märkten für Stromproduktion, -handel und -versorgung tätig sind. Aus wettbewerblicher Sicht sollte es daher vermieden werden, dass Hilfstätigkeiten beim Vollzug der VOEW durch eine Unterorganisation der Stromnetzbetreiber ausgeübt werden.

9. Das Risiko einer wettbewerbswidrigen Verwendung der an die KSO zu meldenden Daten könnte minimiert werden, falls diese Funktion durch einen *vollständig* von der Energiebranche unabhängigen Akteur ausgeübt wird. Um das Risiko einer wettbewerbsschädigenden Daten-

³ Vgl. 13 Abs. 2 Bst. a Kontingentierungsverordnung und Art. 11 Bst. a Sofortkontingentierungsverordnung in den auf der Webseite des BWL publizierten Fassungen vom 29. September 2023 (*Information über Rechtsetzungsarbeiten*).

⁴ Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23.3.2007 (Stromversorgungsgesetz, StromVG; SR 734.7). Art. 17d und 17e StromVG werden am 1.1.2026 in Kraft treten.

⁵ Vgl. Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. b^{bis} Stromversorgungsverordnung vom 14.3.2008 (SR 734.71) gemäss der Fassung des vorliegenden Vernehmlassungsentwurfs.

⁶ Vgl. Art. 13 Abs. 1 Bst. b, c, e und g Kontingentierungsverordnung.

weiterleitung zusätzlich zu minimieren, könnte ein von der Strombranche unabhängiges Unternehmen der Privatwirtschaft zudem unter Androhung einer Konventionalstrafe im Übertretungsfall *vertraglich* verpflichtet werden, keine Verbraucherdaten oder andere wirtschaftlich sensible Informationen an Dritte weiterzugeben. Aus diesem Grund sollte eine von der Elektrizitätswirtschaft vollständig unabhängige Organisation mit dem Vollzug von Bewirtschaftungsverordnungen eingesetzt werden. Art. 1 VOEW sollte in diesem Sinne angepasst werden.

10. *Alternativ* wäre es denkbar, dass die *Swissgrid AG*, als Datenmonitoringbetreiberin im Strombereich, sämtliche Tätigkeiten beim Vollzug der VOEW sowie der Bewirtschaftungsverordnungen erfüllt, bei denen Verbraucherdaten zu bearbeiten sind. Aufgrund ihrer Tätigkeit gestützt auf die VOEW erhält die *Swissgrid AG* Verbraucherdaten zu Monitoringzwecken.⁷ Aus wettbewerblicher Sicht wäre in diesem Fall das Missbrauchspotenzial geringer, da die *Swissgrid AG* als nationale Netzgesellschaft weder Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel ausüben noch Beteiligungen an Unternehmen besitzen darf, die in diesen Bereichen tätig sind;⁸ ein Grund für dieses gesetzlich verankerte Tätigkeitsverbot ist, dass die Aktionäre der *Swissgrid AG* (bspw. die Energiekonzerne *BKW* und *Axpo*) in den betreffenden Bereichen tätig sein dürfen.

11. *Eventualiter* beantragt die *WEKO*, dass die Organisation, welche die notwendigen Vorbereitungsmaßnahmen für den Fall einer schweren Strommangellage vorzunehmen hat, paritätisch zusammengesetzt wird und nicht nur aus Personen bestehen soll, die für den VSE und dessen Mitglieder resp. *OSTRAL* tätig sind. Mit einer paritätischen Zusammensetzung dieser Organisation, welche nebst den Stromnetzbetreibern auch Vertreterinnen und Vertreter von Lieferanten, Kraftwerks- und Speicherproduzenten sowie Grossverbrauchern beinhalten würde, wäre aus wettbewerblicher Sicht besser gewährleistet, dass bei der Vornahme von Vorbereitungsmaßnahmen die Interessen der auf zahlreichen gewerblichen Märkten tätigen Mitglieder des VSE nicht übermässig berücksichtigt werden. Dadurch könnte das diesbezügliche Potenzial für Wettbewerbsverzerrungen verringert werden.

b. Datenbearbeitung gestützt auf Art. 3a VOEW

Antrag:

Sofern die Datenbearbeitung gestützt auf Art. 3a VOEW an den VSE (OSTRAL) übertragen werden sollte, stellt die WEKO die folgenden Anträge:

Art. 3a Abs. 4 VOEW sei dahingehend zu präzisieren, dass die Datenbearbeitungen im Rahmen der Vorbereitungsmaßnahmen vor Eintritt einer schweren Strommangellage *in maximal halbjährlichen Abständen* vorzunehmen und die notwendigen unternehmensspezifischen Daten mit dieser Periodizität zu aktualisieren sind.

Art. 3a Abs. 5 VOEW sei dahingehend zu anzupassen, dass *hauptberuflich für Stromversorgungsunternehmen tätige Personen sowie auf der Geschäftsstelle des VSE tätige Personen ausserhalb der KSO* keine Kenntnis von wirtschaftlich sensiblen Daten der Endkundinnen und Endkunden erhalten dürfen, die gestützt auf Art. 3a VOEW erfasst werden.

Die Aufbewahrungsdauer der gestützt auf Art. 3a VOEW zu archivierenden Daten sei ab dem Zeitpunkt der Erfassung auf *zwei Jahre* zu beschränken. Art. 3a Abs. 6 VOEW sei in diesem Sinne abzuändern.

Begründung:

12. Sofern die Datenbearbeitung gestützt auf Art. 3a VOEW *entgegen dem Antrag der WEKO* an den VSE resp. *OSTRAL* übertragen werden sollte, besteht – wie vorstehend aufgezeigt (vgl. Rz 3 ff.) – ein erhöhtes Missbrauchspotenzial. Aus wettbewerblicher Sicht sensibel ist

⁷ Vgl. Art. 1a und 1b VOEW.

⁸ Vgl. Art. 18 Abs. 6 StromVG.

insbesondere, dass die KSO als Organisationseinheit des VSE für Datenbearbeitungen vor einer unmittelbar bevorstehenden Strommangellage auf *detaillierte* Messdaten von Endkundinnen und Endkunden Zugriff erhalten soll. Um das Potenzial für Wettbewerbsverzerrungen zu verringern, sind daher *erhöhte* Anforderungen an diese Datenbearbeitung zu stellen.

Periodizität der Datenaktualisierung

13. In Art. 3a Abs. 4 VOEW ist vorgesehen, dass der Datenplattformbetreiber der wirtschaftlichen Landesversorgung (WL) und dem VSE die für die Vornahme von Vorbereitungsmaßnahmen *notwendigen* Daten auf Anfrage *in der erforderlichen Regelmässigkeit* und in elektronischer Form zur Verfügung zu stellen hat. Gemäss der angedachten Konzeption soll es demnach den innerhalb der Organisation des VSE zuständigen Personen überlassen werden, mit welcher Regelmässigkeit Aktualisierungen der gesammelten Daten notwendig sind. Die periodische Erfassung von zumindest *tagesscharfen Messdaten* ist gemäss dem BWL erforderlich, um verifizieren zu können, ob ein bestimmter Verbraucher im Falle einer Strommangellage von einer Kontingentierung betroffen ist und als sog. Multi-Site-Verbraucher behandelt werden kann und lasse sich damit nicht vermeiden. Multi-Site-Verbraucher sollen die ihnen zugewiesenen Kontingente eigenverantwortlich summieren und verteilnetzübergreifend verwenden können. Hierfür ist eine Registrierung auf der von der KSO betriebenen Plattform erforderlich. Um den Vollzug im Falle der Anordnung einer Kontingentierung sicherzustellen, müssten die Messdaten der Endkundinnen und Endkunden *ohne Pseudonymisierungen* an die KSO weitergeleitet werden.

14. Um das Missbrauchspotenzial durch zweckwidrige Verwendung von detaillierten Verbraucherdaten einzuschränken, sollten diese nicht zeitnah, sondern *in grösseren zeitlichen Abständen* aktualisiert werden. Im Rahmen von *Vorbereitungsmaßnahmen* erscheint eine *halbjährliche* Aktualisierung der zu übermittelnden Stamm- und Messdaten von Endkundinnen und Endkunden ausreichend. Sofern keine angespannte Versorgungssituation vorliegt, wird es im Kontext mit Kontingentierungen vorab darum gehen, die Funktionalität der Datenübertragung für den Fall einer schweren Strommangellage zu gewährleisten. Im Weiteren muss sichergestellt sein, dass sich Grossverbraucher mit Standorten in unterschiedlichen Netzgebieten auf der durch die KSO betriebenen Datenplattform registrieren können. Die Registrierung der betreffenden Endkundinnen und Endkunden muss gemäss dem BWL aus Zeitgründen zwingend vor dem Eintritt einer Strommangellage erfolgen.

Zugangsbeschränkungen

15. Gemäss Art. 3a Abs. 5 VOEW sollen die WL und der VSE mit organisatorischen und technischen Massnahmen sicherstellen, dass die unbefugte Datenbearbeitung verhindert wird. Im Erlass selbst wird nicht näher definiert, in welchen Fällen eine «unbefugte» Datenbearbeitung vorliegt. Im erläuternden Bericht zu dieser Bestimmung wird ausgeführt, dass die in diesem Rahmen erhaltenen Verbraucherdaten oder anderen wirtschaftlich sensiblen Informationen nicht anderen in den Märkten für *Stromproduktion, -handel und -versorgung* tätigen Akteuren zugänglich sein sollen.⁹ In Weisungen des Fachbereichs Energie der WL an den VSE könnten weitere Details zur Datenweitergabe festgehalten sein. Solche Weisungen sind jedoch nicht publiziert und die WEKO hat keine Kenntnis über deren Inhalt.

16. Aus Sicht der WEKO sollte in der VOEW selbst vorgesehen werden, dass wirtschaftlich sensible Daten nicht an Akteure weitergegeben werden dürfen, welche diese Daten für gewerbliche Zwecke verwenden könnten, um ihre Marktstellung zu verbessern. Dies betrifft potenziell nicht nur die Märkte für Stromproduktion, -handel und -versorgung, sondern etwa auch Dienstleistungsmärkte im Bereich des Energiemanagements zur Verbrauchsreduktion. Daher sollte *in allgemeiner Weise* festgehalten werden, dass im Anwendungsbereich von Art. 3a

⁹ Vgl. Erläuternder Bericht zur Revision der StromVV und der VOEW in der Fassung der vorliegenden Vernehmlassung (nachfolgend: erläuternder Bericht), S. 4.

VOEW hauptberuflich für Stromversorgungsunternehmen tätige Personen sowie auf der Geschäftsstelle des VSE tätige Personen *ausserhalb der KSO* keine Kenntnis von wirtschaftlich sensiblen Informationen erhalten dürfen. Es kann nicht restlos ausgeschlossen werden, dass hauptberuflich für den VSE tätige Personen Verbraucherdaten von Endkunden an in Märkten im Energiebereich tätige Mitglieder weitergeben könnten. Daher muss auch in Bezug auf alle Personen ausserhalb der KSO durch hinreichende Datensicherheitsmassnahmen sichergestellt werden, dass diese keinen Zugang auf wirtschaftlich sensible Informationen von Endkundinnen und Endkunden erhalten können.

Aufbewahrungsdauer

17. Gemäss Art. 3a Abs. 6 VOEW sollen die im Rahmen von Vorbereitungsmassnahmen zu bearbeitenden Daten ab dem Zeitpunkt der Erfassung *während 10 Jahren* aufbewahrt werden dürfen. Diese lange Aufbewahrungsdauer wird im erläuternden Bericht damit begründet, dass insbesondere für die *Kontingentierungsmassnahmen* sowie für *Auswertungen und Studien* betreffend die *potenzielle Wirkung von Strombewirtschaftungsmassnahmen* auf historische Daten zurückgegriffen werden müsse.¹⁰ In Bezug auf die Endkundinnen und Endkunden im Anwendungsbereich der Kontingentierungs- und der Sofortkontingentierungsverordnung hätte dies zur Folge, dass sämtliche Verbrauchsmessungen während zehn Jahren gesammelt würden. Dadurch liesse sich über diese Zeitdauer ein detailliertes Lastgangprofil von Unternehmen ermitteln, welches Unternehmen potenziell dazu dienen könnte, vermehrte Aufträge in bestimmten Märkten im Energiebereich zu erhalten. Solange die KSO organisatorisch dem VSE angegliedert ist und daher ein erhöhtes Missbrauchspotenzial besteht, sollte für wirtschaftlich sensible Daten *keine unnötig lange* Aufbewahrungsdauer vorgesehen werden.

18. Die bislang in den Erläuterungen vorgebrachten Argumente für die beabsichtigte zehnjährige Aufbewahrungsdauer überzeugen nicht. In den Entwürfen der Kontingentierungs- und der Sofortkontingentierungsverordnung ist vorgesehen, dass die Referenzmenge der Kontingentierungsperiode dem Verbrauch entspreche, der im entsprechenden *Kalendermonat des Vorjahres* gemessen wurde.¹¹ Für den Vollzug der Kontingentierungsmassnahmen ist es somit ausrechend, wenn die Verbrauchsmessungen des *Vorjahres* zur Verfügung stehen. Weiter ist nicht ersichtlich und wird zurzeit nicht näher erläutert, weshalb für die Erstellung von Studien über die *Wirksamkeit* von Kontingentierungsmassnahmen *nicht pseudonymisierte* Messdaten von Endkundinnen und Endkunden der letzten zehn Jahre erforderlich sind, die *vor dem Eintreten einer schweren Strommangellage* erfasst wurden. Für die Erstellung derartiger *Wirksamkeitsstudien* könnten allenfalls pseudonymisierte Verbraucherdaten nach der Anordnung von Kontingentierungsmassnahmen relevant sein. Diese Datenbearbeitung wird jedoch nicht von Art. 3a VOEW erfasst. Die Bestimmung bezieht sich lediglich auf Vorbereitungsmassnahmen. Aus Sicht der WEKO erscheint vor diesem Hintergrund eine *zweijährige* Aufbewahrungsdauer der gemäss Art. 3a VOEW aufzubewahrenden Daten ausreichend.

¹⁰ Vgl. erläuternder Bericht zur Revision, S. 4.

¹¹ Vgl. Art. 4 der Kontingentierungsverordnung sowie Art. 4 der Sofortkontingentierungsverordnung.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir Ihnen bestens.

Mit freundlichen Grüßen

Wettbewerbskommission



Dr. Laura Melusine Baudenbacher
Präsidentin



Prof. Dr. Patrik Ducrey
Direktor

Alpiq Holding AG, Chemin de Mornex 10, CH-1001 Lausanne
Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Lausanne, 07. Juli 2025

Vernehmlassung 2025/24: Alpiq Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, zu den geplanten Verordnungsänderungen in der Energieförderungsverordnung (EnFV), der Energieverordnung (EnV), und der Stromversorgungsverordnung (StromVV) Stellung nehmen zu können.

Alpiq treibt mit grossem Engagement die Erreichung der Ausbauziele aus dem Mantelerlass bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit voran. Insoweit enthält der vorliegende Entwurf sowohl positive als auch negative Signale. Hervorzuheben sind insbesondere die folgenden Aspekte:

Verlässliche Rahmenbedingungen sind für Investitionen von entscheidender Bedeutung – Höchstbeiträge für Solarexpress nicht zielführend

In den letzten Jahren wurde im Vertrauen auf den mit dem Solarexpress zum Ausdruck gebrachten politischen Willen und gestützt auf entsprechende Signale hinsichtlich einer etwaig erforderlich werdenden Verlängerung, technologisches Neuland betreten und viel Energie und Mittel in die Entwicklung alpiner PV-Projekte investiert. Es war ausdrücklich der Wunsch der Politik an die Branche, hier mit Pioniergeist voranzuschreiten. Tatsächlich gilt es mit den Projekten nicht nur technische und wirtschaftliche Herausforderungen zu meistern, sondern auch Akzeptanz vor Ort zu schaffen. Diese vielfältigen Herausforderungen haben dazu geführt, dass eine Vielzahl von Projekten letztlich nicht weiterverfolgt wurde.

Die nunmehr im März dieses Jahres vom Parlament beschlossene Verlängerung des Solarexpress durch Lockerung der Kriterien zum Stichtag Ende 2025 eröffnet für eine limitierte Anzahl an in der Entwicklung recht weit fortgeschrittenen Projekten eine letzte Realisierungschance. Für diese Projekte nun mit dem geplanten zusätzlichen Höchstbeitrag eine weitere Hürde einzuführen, führt bei Investoren nicht nur zu Vertrauensverlust und finanziellen Einbussen, sondern widerspricht auch dem Willen des Gesetzgebers. Insoweit ist klar festzuhalten, dass die Einführung des Höchstbeitrags einem Grossteil der verbleibenden Projekte jegliche Realisierungschancen nehmen würde. Eine Entscheidung mit weitreichenden Konsequenzen, die insoweit das UVEK zu verantworten hätte.

Fokus muss auf Winterstromproduktion zur Stärkung der Versorgungssicherheit liegen – Instrumente auf Verordnungsebene sind entsprechend auszugestalten

Sowohl in den Bestimmungen im Mantelerlass als auch in der öffentlichen Debatte wird zurecht die Bedeutung der Steigerung der Winterstromproduktion zur Stärkung der Versorgungssicherheit betont. Diese Zielsetzung ist auch bei der Ausgestaltung der Detailbestimmungen in den Verordnungen konsequent anzustreben.

Insoweit wird die geplante Einführung des Winterstrombonus ausdrücklich begrüsst. Gleichwohl ist zu bezweifeln, dass sich grosse alpine PV-Anlagen auf dieser Basis werden durchsetzen können. Als Anschlussregelung zum Solarexpress erscheint uns daher, wie bereits wiederholt gefordert, die Einführung einer Spezialauktion als zielführend.

Der vorgeschlagene Höchstbetrag für die anrechenbaren Investitionskosten im Bereich Wasserkraft ist dagegen weder erforderlich noch zielführend. Um einen kontraproduktiven Effekt zu vermeiden, sind jedenfalls einige wichtige Präzisierungen vorzunehmen.

Zentrale Rolle von Flexibilität – Unverfälschte Preissignale sind sicherzustellen

Flexibilität wird für die erfolgreiche Integration des angestrebten Ausbaus an erneuerbaren Energien von entscheidender Bedeutung sein. Hier braucht es unverfälschte Marktsignale.

Vor diesem Hintergrund ist die technologieoffene Ausgestaltung der garantierten und unentgeltlichen Abregelungsmöglichkeit im Umfang von bis zu 3% der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt durch die VNB dringend zu korrigieren.

Ausserdem sollte im Bereich von Speichern/Flexibilität nicht angefangen werden, punktuell Subventionen auszusprechen, wie von einzelnen Akteuren bereits gefordert. Vielmehr wäre es zu begrüessen, zunächst anhand eines Speichermonitorings Bedarf und Zubau an Speichern zu monitoren und einen etwaigen Förderbedarf zu identifizieren.

Aus diesen Grundsätzen ergeben sich die nachfolgenden konkreten Anpassungsvorschläge.

Anmerkungen zur Energieförderungsverordnung

Art. 30b^{bis} Ausnahmen von den Untergrenzen bei Wasserkraftanlagen

³ Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als ~~30~~ 80 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr im Rahmen der früheren Nutzung noch in dem Masse funktionsfähig ist, ~~dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.~~

Zu Abs 3: Das verbleibende Potenzial der Wasserkraft liegt vor allem an Standorten mit früherer Nutzung. In der Positivplanung des Kantons Basel-Landschaft etwa sind viele Standorte seit über 30 Jahren stillgelegt – ähnlich etwa an der Sihl im Kanton Zürich. Zahlreiche Kleinwasserkraftwerke wurden zwischen den 1940er- und 1980er-Jahren ausser Betrieb genommen. Erst mit neuen Förderinstrumenten setzte später eine Wiederbelebung ein. Zwar bestehen an diesen Standorten oft noch einzelne Anlagenteile, etwa Wehre, diese sind jedoch meist nicht saniert. Aufgrund veränderter Betriebsbedingungen (z. B. höhere

Ausbauwassermengen) und ökologischer Anforderungen (z. B. Geschiebehaushalt, Fischgängigkeit) müssen solche Anlagen in der Regel neu gebaut werden. Die vorgeschlagene neue Regelung hätte zur Folge, dass diese Standorte pauschal als Neuanlagen gelten – auch wenn sie auf bestehender Infrastruktur aufbauen. Projekte unter 300 kW würden dadurch von jeglicher Förderung ausgeschlossen und ein erheblicher Teil des heute noch bestehenden Wasserkraftpotenzials in der Folge ungenutzt bleiben.

Art. 46k Inbetriebnahmefrist und teilweise Inbetriebnahme

¹ Aufgehoben

² Die vollständige Inbetriebnahme muss bis zum 31. Dezember 2030 innerhalb von fünf Jahren ab Vorliegen einer rechtskräftigen Baubewilligung erfolgen.

³ Wird bis zum 31. Dezember 2030 zum Stichtag nach Absatz 2 nur ein Teil der ursprünglich geplanten Anlage in Betrieb genommen, so wird die Einmalvergütung anteilmässig für den bis dahin in Betrieb genommenen Teil berechnet und gewährt, sofern dieser Teil für sich die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG erfüllt.

Zu Abs 2 und 3: Der Gesetzgeber hat im Frühjahr 2025 beschlossen, den Solarexpress für weit fortgeschrittene Projekte zu verlängern, indem die bislang erforderliche teilweise Einspeisung von Elektrizität bis zum 31.12.2025 nicht mehr verlangt wird. Stattdessen ist es nunmehr ausreichend, aber auch erforderlich, dass bis zum 31.12.2025 das Baugesuch öffentlich aufgelegt sein muss.

Mit dieser Entscheidung hat das Parlament dem Umstand Rechnung getragen, dass sich die Realisierung von grossen PV-Anlagen im alpinen Raum als deutlich anspruchsvoller herausgestellt hat, als ursprünglich erhofft. Dabei spielen technische und wirtschaftliche Gründe eine Rolle, aber auch der Umstand, dass eine Vielzahl von Projekten durch verfahrensrechtliche Einsprachen und aufwendige Überzeugungsarbeit vor Ort ausgebremst wurden.

Dabei ist es wichtig zu betonen, dass durch die vom Parlament beschlossene Verlängerung keine komplett neuen Projekte hinzukommen werden, sondern dass vielmehr denjenigen Projekten eine Realisierungschance erhalten bleibt, die schon recht weit fortgeschritten sind. Damit werden nicht zuletzt auch die Anstrengungen und finanziellen Risiken gewürdigt, die Investoren mit der Entwicklung von alpinen PV-Anlagen auf sich genommen haben.

Wenn nun der Bundesrat vor dem Hintergrund der Entscheidung des Parlaments an der Frist zur vollständigen Inbetriebnahme bis Ende 2030 festhält, wird er an dieser Stelle dem Willen des Gesetzgebers nicht gerecht. Denn ohne Anpassung der Frist zur vollständigen Inbetriebnahme wird die vom Gesetzgeber intendierte Rechtsicherheit für weit fortgeschrittene Projekte letztlich nicht erreicht.

Denn für ein Projekt, welches das Kriterium der öffentlichen Auflage der Baubewilligung bis den Ende 2025 erfüllt, wäre die Einhaltung der Frist zur vollständigen Inbetriebnahme bis Ende 2030 weiterhin höchst unsicher. Angenommen die Baubewilligungsprozedur dauert bis zu 12 Monate, verbleiben in diesem Fall 48 Monate für die vollständige Errichtung. Dies ist für derartige Projekte knapp bemessen, wie sich nicht zuletzt dadurch zeigt, dass der Bundesrat

in der vorliegenden Vernehmlassung selbst für sämtliche nicht an Gebäude angebaute oder in ein Gebäude integrierte Anlagen eine generelle Verlängerung der Inbetriebnahmefrist auf 48 Monate vorschlägt. Im Vergleich zu derartigen Projekten ist die Realisierung einer alpinen PV-Anlage als deutlich komplexer und zeitaufwendiger anzusehen, insbesondere durch den Umstand, dass die Bauarbeiten lediglich während eines verhältnismässig kurzen Zeitraums im Sommer und häufig auf anspruchsvollem Terrain zu erfolgen haben.

Um dem Willen des Gesetzgebers hinreichend Rechnung zu tragen und der Projektentwicklern realistische Realisierungsaussichten einzuräumen, sollte die Frist zur vollständigen Inbetriebnahme wie vorgeschlagen auf fünf Jahre ab Vorliegen der Baubewilligung verlängert werden.

Art. 46p Definitive Festsetzung der Einmalvergütung

¹ Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE die Einmalvergütung auf den tiefsten Betrag der folgenden Werte definitiv fest:

- a. Höhe der definitiven ungedeckten Kosten (Abs. 2);
- b. 60 Prozent der voraussichtlichen anrechenbaren Investitionskosten (Art. 46j ~~Bst. b~~ Abs. 1); oder
- c. 60 Prozent der definitiven anrechenbaren Investitionskosten.
- d. ~~Höchstbeitrag nach Artikel 46u.~~

Zu Bstb b: Redaktionelle Korrektur.

Zu Bstb d: Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Willen des Gesetzgebers, wonach die bereits weit fortgeschrittenen Projekte des Solarexpress einen verlässlichen Investitionsrahmen und damit eine realistische Aussicht auf Fertigstellung haben sollen. Die vorgeschlagene Anpassung gemäss Verordnungsentwurf ist eine signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen für alpine Solaranlagen. Diese Projekte haben bereits im bestehenden Regime grosse technische und kommerzielle Herausforderungen zu meistern.

Aufgrund der positiven Signale seitens der Politik haben die Projektentwickler weiterhin unter Hochdruck an ihren Projekten gearbeitet, obgleich aufgrund der vielfältigen Herausforderungen absehbar war, dass es schwierig bis unmöglich werden würde, das 10%-Kriterium bis Ende 2025 zu erreichen. Dabei haben die Projektentwickler Millionenbeträge in die Entwicklung einzelner Projekte investiert, stets basierend auf den politischen Signalen, dass das bestehende Förderregime bei Bedarf weitergeführt werden würde.

Genau dieser Weiterführung des Solarexpress für bereits weit fortgeschrittene Projekte (öffentliche Auflegung der Baubewilligung) wurde nunmehr durch das Parlament beschlossen. Zu betonen ist hierbei, dass die Einführung einer Kostenbegrenzung durchaus Gegenstand der parlamentarischen Diskussion war. Ein entsprechender Minderheitsantrag wurde jedoch in der Nationalratsabstimmung vom 4.3.2025 eindeutig mit 125 zu 71 Stimmen bei einer Enthaltung abgelehnt. Die nun vorgeschlagene Verordnungsanpassung mit

Einführung eines zusätzlichen Höchstbetrags widerspricht damit klar dem Willen des Parlaments.

In der Sache entspricht der vorgeschlagene Höchstbeitrag bis zu einer Halbierung der Förderung für diejenigen Anlagen des Solarexpress, die gemäss der Übersichtsliste des VSE momentan noch verfolgt werden. Dies ist aus Gründen des Investitions- bzw. Vertrauensschutzes weder in der Sache gerechtfertigt noch erforderlich. Denn, bereits in der heutigen Verordnung ist eine Deckelung mit der in Art. 71a EnG festgelegten Höhe von maximal 60 % der Investitionskosten vorgesehen, sodass sichergestellt ist, dass solche Anlagen nicht überfördert werden.

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass die geplante Einführung eines Höchstbeitrags nicht zuletzt auch bereits getroffene Entscheidungs- und Genehmigungsprozesse auf Gemeindeebene in Frage zu stellen vermag und allein dadurch die Realisierungsaussichten einzelner Projekte massiv beeinträchtigen kann.

Art. 46u Höchstbeitrag

~~Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46e Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.~~

Zu Art 46u: Zu streichen. Begründung siehe unter Art 46p.

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

^{2bis} Maximal anrechenbar sind die folgenden Beträge, wobei für die Ermittlung der Nettoproduktion die Energiemenge aus Produktionsverlusten durch Pumpen für den Umwälzbetrieb stets hinzuzurechnen ist:

- a. bei Neuanlagen: 4 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion;
- b. bei erheblichen Erweiterungen, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstabe a fallen: 2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erweiterung;
- c. bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstaben b–e fallen: 4 Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion unter Hinzurechnung der durch die bauliche Massnahme zusätzlichen speicherbaren Energiemenge und 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;
- d. bei erheblichen Erneuerungen: 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erneuerung.

^{2ter} Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beträgen nach Absatz 2^{bis} sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.

Zu Art 61: Die Einführung von Höchstbeträgen für die anrechenbaren Investitionskosten ist aus Sicht von Alpiq nicht erforderlich. Über die im Zweijahresrhythmus erfolgende Allokation der für Investitionsbeiträge im Bereich Wasserkraft zur Verfügung stehenden Mittel (Art. 51 EnFV), sowie durch die Regelungen zur Reihenfolge der Berücksichtigung von Gesuchen, bestehen bereits geeignete und ausreichende Steuerungsmöglichkeiten für die Bezuschlagung von Gesuchen. Die Einführung weiterer formaler Kriterien hemmt die Erreichung der mit dem Mantelerlass angestrebten Stärkung der Winterproduktion und damit der Versorgungssicherheit.

Abgesehen davon erscheint die vorgeschlagene Höhe des Höchstbetrags angemessen. Es bedarf jedoch der nachfolgenden Präzisierungen.

Zu Abs. 2^{bis} Satz 1: Es ist klarzustellen, dass etwaige Produktionsverluste durch zusätzlich installierte Pumpen für den Umwälzbetrieb bei der Berechnung der Nettoproduktion nach Neubau/Erweiterung/Erneuerung hinzuzurechnen sind. Zwar ist der reine Umwälzbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken von Investitionsbeiträgen ausgeschlossen (Art 26 Abs. 2 EnG). Wenn nun aber der Produktionsverlust aus der Pumpfähigkeit bei der Berechnung der Nettoproduktion in Abzug zu bringen wäre, würde dies letztlich nicht nur zu einer Ausserachtlassung des nicht förderfähigen Umwälzbetriebs führen, sondern darüber hinaus den an sich förderfähigen Teil des Kraftwerks pönalisieren. Dies hätte unter Umständen zur Folge, dass auf den Teil Pumpspeicherung verzichtet würde, obwohl gerade dieser eine hohe Systemdienlichkeit aufweist.

Zu Abs. 2^{bis} Bstb. c: Ausdrücklich begrüsst wird die Art und Weise, wie bei erheblichen Erweiterungen, die durch bauliche Massnahmen die Speicherung einer zusätzlichen Menge Energie ermöglichen (Art 61 Abs. 2^{bis} Bstb. c. EnFV), die massgebliche Mehrproduktion berechnet wird. Es ist in der Sache richtig und zentral, dass in diesem Fall die zusätzlich gespeicherte Energiemenge zur massgeblichen Mehrproduktion hinzugerechnet wird. Andernfalls wäre der vorgeschlagene Höchstbetrag nicht praktikabel und das eigentliche Ziel, nämlich die Erhöhung der Winterproduktion würde verfehlt. Aus Gründen der Rechtsicherheit sollte diese wichtige Präzisierung nicht nur im erläuternden Bericht, sondern direkt in der Verordnung erfolgen.

Zu Abs. 2^{ter}: Wenn auch die vorgeschlagenen Höchstbeträge für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten im Grundsatz angemessen und praktikabel erscheinen, sollte eine Ausnahmemöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, dass nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen. Die vorgeschlagene Formulierung orientiert sich dabei stark an der bereits bestehenden Ausnahmeregelung in Art 26 Abs. 2 Satz 2 EnG im Hinblick auf die Förderfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken. Die Logik ist die gleiche, lediglich dass direkt dem BFE ein entsprechender Handlungsspielraum eingeräumt werden sollte.

Art. 108e Übergangsbestimmung

~~5-Der Höchstbeitrag nach Artikel 46u ist auch auf Projekte anwendbar, denen die Einmalvergütung bereits vor Inkrafttreten dieser Änderung dem Grundsatz nach zugesichert wurde oder die bis dahin ein Gesuch um Einmalvergütung eingereicht haben, sofern das Projekt~~

~~die Anforderung an die teilweise Einspeisung nach Artikel 46k Absatz 1 des bisherigen Rechts nicht erfüllt.~~

Zu Abs 5: Zu streichen. Begründung siehe unter Art 46p.

Anmerkungen zur Energieverordnung

Anhang 3 Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen

3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:

- a. Steuern;
- b. Kosten für den Unterhalt von Anlagen;
- c. Kosten für Massnahmen, die dem Inhaber einer Wasserkraftanlage bereits anderweitig entschädigt werden;
- d. wiederkehrende Kosten, soweit diese später als 40 Jahre nach der Umsetzung der Massnahmen anfallen.
- e. ~~bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt.~~

Zu Bstb. e: Die in der Verordnung vorgesehene Einschränkung des Art 34 EnG auf Verordnungsstufe ist nicht mit der Entscheidung des Bundesgerichts (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023) zu dieser Thematik vereinbar.

Betreffend Art. 34 EnG führt das Bundesgericht in seiner Entscheidung aus: „[...] Die historische Auslegung von Art. 34 EnG spricht dafür, dass die vollständige Kostenerstattung auch bei Grenzwasserkraftwerken greifen soll, unabhängig davon, ob eine laufende Konzession besteht oder ob eine Konzessionserneuerung zur Diskussion steht [...]. Auch die teleologische Auslegung von Art. 34 EnG zeigt, dass die vollständige Entschädigung der Kosten der Sanierungsmassnahmen ebenso bei Grenzwasserkraftwerken dem gesetzgeberischen Willen, wonach die möglichst zeitnahe Durchführung der erforderlichen Sanierungsmassnahmen finanziell gefördert werden soll, am besten Rechnung trägt (vgl. E. 6.4). Aus der systematischen Auslegung von Art. 34 EnG ergeben sich demgegenüber keine klaren Hinweise, ob die Entschädigung um den ausländischen Hoheitsanteil eines Grenzwasserkraftwerks zu kürzen ist [...]. Eine Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt daher, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 E. 6.6).“

In Bezug auf die betreffende Bestimmung – also von Art. 34 EnG – hat das Bundesgericht in seiner Entscheidung ausserdem explizit auf Folgendes hingewiesen: „[...] Das vollziehende Verordnungsrecht kann die Gesetzesauslegung nicht entscheidend beeinflussen, da es seinerseits gesetzeskonform sein muss [...] (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 E. 6.5).“

Dabei hat das Bundesgericht das Argument des vorinstanzlichen Bundesverwaltungsgerichts gerade nicht übernommen bzw. implizit abgelehnt, wonach „[...] [der Umstand,] dass der Bundesrat in einer vergleichbaren Konstellation solche Kürzungen [d.h. Kürzungen der Entschädigung um den nicht-schweizerischen Hoheitsanteil] per Verordnung vorgehen hat, darauf schliessen [lässt], dass im vorliegenden Fall keine Kürzungen vorzunehmen sind [...]“ (Urteil A-251/2021 und A-252/2021 vom 14. Dezember 2021 E. 7.5.1).

Im Ergebnis ist damit festzuhalten, dass unter Heranziehung der Urteilsgründe des Bundesgerichts die nunmehr geplante Einschränkung des Art. 34 EnG auf Verordnungsstufe unzulässig ist.

Schliesslich verfängt auch der im erläuternden Bericht getätigte Verweis auf das Übereinkommen zum Schutz des Rheins im Ergebnis nicht. Für das für Alpiq unter anderem relevante Kraftwerk Emosson ist dieses Übereinkommen schon nicht anwendbar. Darüber hinaus unterstreicht dieses Beispiel vielmehr, dass es insbesondere im Hinblick auf die sog. ehehaften Wasserrechte vielmehr einer Vereinbarung unter den betroffenen Nachbarstaaten bedarf, um eine Kostenteilung zu vereinbaren. Andernfalls hat die Schweiz für von ihr einseitig eingeführte Vorgaben eben auch die Kosten vollumfänglich zu tragen.

Schliesslich zeigt sich am Beispiel von Emosson, dass die in der Verordnung angestrebte Aufteilung häufig auch schlicht nicht praktikabel wäre. So stünde beim Kraftwerke Emosson beispielsweise eine Sanierung des Geschiebehaushalts an der Wasserfassung in La Fouly im Val Ferret zur Diskussion. Diese Wasserfassung befindet sich jedoch vollständig auf Schweizer Boden, sodass die Kostenteilung anhand des Hoheitsanteils am Grenzkraftwerk schlicht nicht anwendbar wäre.

Anmerkungen zur Stromversorgungsverordnung

Art. 19c Garantierte Nutzungen der Flexibilität (gültig ab 01.01.2026)

¹ Die garantierte Nutzung von Flexibilität erstreckt sich auf die Einspeisung von Photovoltaikanlagen auf Netzebene 7 und wird nicht vergütet.

² Der Verteilnetzbetreiber muss den betroffenen Flexibilitätsinhabern auf Anfrage oder mindestens jährlich über die Gründe und den Umfang dieser Nutzungen informieren.

³ Er darf für die garantierten Nutzungen der Flexibilität ein intelligentes Steuer- und Regelsystem ohne die Zustimmung des betroffenen Flexibilitätsinhabers einsetzen.

⁴ Er darf höchstens 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt abregeln.

⁵ Die Netzbetreiber legen unter Mitwirkung der betroffenen Akteure in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die technische Umsetzung des Einspeisemanagements und die Informationsprozesse fest.

Zu Abs 1: Alpiq wie auch die gesamte Branche (VSE, AEE, Swissolar, SWV) hatte bereits im Rahmen der Vernehmlassung zu den Stromgesetz-Verordnungen die Einschränkung der Bestimmung auf Photovoltaikanlagen gefordert.

Wir erachten es nach wie vor als in der Sache grob falsch, diese Bestimmung technologieoffen auszugestalten. Dies insbesondere aus den nachfolgenden Gründen.

Die sog. 3%-Regelung hat ihre Basis in der Abregelung von PV-Einspeisung. Dort ist sie durch ein sehr gutes Kosten/Nutzen-Verhältnis sachlich gerechtfertigt. Die Gleichzeitigkeit der dezentralen PV-Einspeisung führt in der Regel zu einer hohen Netzbelastung bzw. zu lokalen Engpässen. Mit einer Fokussierung auf PV wird somit die massgebliche Ursache für die Netzengpässe bzw. für den grossen Netzausbaubedarf adressiert. Gleichzeitig führt eine Reduktion der PV-Spitzenleistung lediglich zu geringen Produktionseinbussen und kann ausserdem durch Eigenverbrauchsoptimierung abgefangen werden. Zugleich wird ausserdem ein sinnvoller Anreiz zu einer weitergehenden Flexibilisierung zB durch die Installation von Heimspeichern im Prosumer-Bereich gesetzt. Schliesslich wird bei PV die Abregelung in aller Regel zu Zeiten mit tiefer Marktwertigkeit erfolgen, was bedeutet, dass der Energietransport aus einer Systemsicht heraus ohnehin wenig nutzen hat und die kommerziellen Einbussen des Produzenten aufgrund der niedrigen Marktwertigkeit gleichzeitig gering ausfallen.

In Bezug auf steuerbare (Wasserkraft-)Anlagen ist die unentgeltliche garantierte Flexibilitätsnutzung dagegen sachlich nicht rechtfertigbar. Insoweit besteht im Zweifel gerade keine Korrelation von der Netzseite des VNB zum energieseitigen Bedarf. Lokale Interessen des VNB können somit zu einer Abregelung von Anlagen trotz hoher Marktwertigkeit des Stroms und damit einer entsprechenden Nachfrage führen. Auch aus einer Systemsicht ist es schlicht sinnvoll, dass gerade im Bereich der höheren Verteilnetzebenen eine kapazitätsseitige Ausrichtung auf die Spitzenleistung flexibler Kraftwerke anzustreben ist. Auch die Schäden der Betreiber sind im Zweifel deutlich höher, da eine fehlende Planbarkeit von Eingriffen durch den Netzbetreiber neben den Erlöseinbussen zu hohen Ausgleichsenergiekosten und Pönalen für nicht-erbrachte SDL führen kann. Weiterhin ist eine Anwendung auf steuerbare (Wasserkraft-)Anlagen auch aus einer technischen Sicht nicht praktikabel, da die technischen Rahmenbedingungen der Anlagen (z.B. Wartungen, Zusammenspiel verschiedener Anlagenteile, Zuflüsse, Sicherheitsaspekte) seitens des VNB nicht hinreichend berücksichtigt werden können. Hinzu kommen nicht hinnehmbare Risiken für Leib und Leben durch unkoordinierte Eingriffe mit Auswirkungen auf Schwall und Sunk von Kraftwerken. Schliesslich würde durch eine Anwendung auf steuerbare (Wasserkraft-)Anlagen und die damit drohenden Ertragseinbussen ein falsches Signal für den dringend benötigten Zubau flexibler Wasserkraftwerke gesetzt.

Neben den sachlichen Argumenten ergibt sich aus den Wortmeldungen im Parlament (Nationalrat am 15.03.2023; Vincenz, Schneider Schüttel, Suter, Jauslin) ausserdem eindeutig, dass die unentgeltliche garantierte Abregelungsmöglichkeit seitens des Gesetzgebers ausschliesslich für PV-Anlagen vorgesehen war.

Wir bitten das BFE daher mit Nachdruck, diesen Punkt zu korrigieren. Dies insbesondere, weil wie eingangs in der Stellungnahme ausgeführt, der Flexibilität eine entscheidende Rolle für die erfolgreiche Integration des mit dem Mantelerlass angestrebten PV-Zubaus zukommt. Entscheidend ist insoweit, dass die Flexibilität anhand von unverfälschten Preissignalen dort alloziert wird, wo sie den höchsten Systemnutzen erbringt. Die Vergabe von unentgeltlichen garantierten Zugriffsrechten für einzelne Flexibilitätsbedarf ist insoweit der falsche Ansatz und kann sogar kontraproduktiv sein. Weil eben die PV in vielen Bereichen heute noch nicht mit der erforderlichen Technik ausgestattet ist, die eine Abregelung erlauben, läuft die Wasserkraft Gefahr als einfache Notlösung übermässig beansprucht zu werden. Eine Beschränkung auf PV-Anlagen auf Netzebene 7 kann eine derartige Fehlentwicklung vermeiden.

Alpiq Holding SA
Chemin de Mornex 10
CH-1001 Lausanne
T +41 21 341 21 11
alpiq.com

ALPIQ

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Rückfragen oder eine allfällige Diskussion steht Ihnen Holger Feser (holger.feser@alpiq.com) gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Alpiq Holding AG



Antje Kanngiesser
CEO



Amédée Murisier
Head Switzerland



Axpo Services AG | Parkstrasse 23 | 5401 Baden | Switzerland

Per E-Mail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Kontakt Thomas Porchet, Energiepolitik Schweiz
E-Mail thomas.porchet@axpo.com
Direktwahl T +41 56 200 31 45
Datum 24. Juni 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026: Stellungnahme der Axpo Gruppe

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit im Rahmen des vorliegenden Vernehmlassungsverfahrens zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellung nehmen zu können.

Allgemeine Bemerkungen

Axpo hat die Ambition, mit innovativen Energielösungen eine nachhaltige Zukunft zu ermöglichen. Axpo ist die grösste Schweizer Produzentin von erneuerbarer Energie, davon rund 9 TWh aus Wasserkraft – auch aus Grenzkraftwerken – und internationale Vorreiterin im Energiehandel sowie in der Vermarktung von Solar- und Windkraft. Zudem betreiben und unterhalten wir ein mehrere tausend Kilometer umspannendes Leitungsnetz auf den Netzebenen 3 und 5. Mehr als 7 000 Mitarbeitende verbinden Erfahrung und Know-how mit der Leidenschaft für Innovation und der gemeinsamen Suche nach immer besseren Lösungen. Axpo setzt auf innovative Technologien, um die sich stets wandelnden Bedürfnisse ihrer Kunden in über 30 Ländern in Europa, Nordamerika und Asien zu erfüllen.

Anfang Jahr hat Axpo entschieden, die alpine Solaranlagen NalpSolar in der Bündner Gemeinde Tujetsch zu realisieren. Die Anlage entsteht auf rund 2 000 müM, wird über eine installierte Leistung von 8 MW verfügen und jährlich rund 11 GWh Strom produzieren. Die Wirtschaftlichkeit des Projekt stellt eine Herausforderung dar. Das

Pionierprojekt bietet allerdings auch das Potenzial, um Erfahrungen zu sammeln und die Technologie weiterzuentwickeln. Der Entscheid zugunsten des Projekts ist auch mit Blick auf die jüngsten Entscheide von Parlament und Stimmbevölkerung und im Sinn der Unterstützung der energiepolitischen Zielsetzungen der Schweiz gefällt worden. Leider müssen wir feststellen, dass die vorliegenden Verordnungsänderungen dazu im Widerspruch stehen und das Erreichen der gesetzten Ziele erschweren, wenn nicht verhindern.

Zu den einzelnen Verordnungsänderungen

Energieförderverordnung EnFV

Art. 30c, Art. 46u und Anhang 2.1

Allgemeine Anmerkung zum Winterstrom und Winterstrommehrertrag:

Im vorliegenden Entwurf der Energieförderverordnung wird an mehreren Stellen der Ertrag von PV-Anlagen im Winterhalbjahr herangezogen. Die Abstimmung auf Winterstrom ist richtig, jedoch sind die einzelnen Monate des zugrundeliegenden Halbjahres Oktober bis März für die Versorgungssicherheit unterschiedlich relevant. Kritisch für die Versorgungssicherheit ist der Zeitraum von November bis Februar, sodass für die Förderung dieser Zeitraum massgebend sein sollte. Die Berücksichtigung der weiteren Monate Oktober und März verzerrt die Förderkosten zuungunsten der Versorgungssicherheit.

Art. 46p Definitive Festsetzung der Einmalvergütung

Antrag:

1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Art. 71a Abs. 2 EnG zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE die Einmalvergütung auf den tiefsten Betrag der folgenden Werte definitiv fest:

- a. ...
- ~~d. – Höchstbetrag nach Artikel 46u~~

Art. 46u Höchstbeitrag

Antrag: *Streichen.*

Begründung:

Die mit der vorliegenden Anpassung beabsichtigte Beschneidung der Förderung stellt eine signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen für alpine Solaranlagen dar und widerspricht dem Willen des Gesetzgebers. Die als Pionieranlagen zu beurteilenden Projekte haben bereits unter dem bestehenden Förderregime des Solar-Expresses grosse technische und kommerzielle Herausforderungen zu bewältigen. Die Projektanten hätten die ursprünglich geltenden Fristen wegen der gesamten Dauer von Entwicklungsphase, Planungs- und Bewilligungsprozess in vielen Fällen nicht einhalten können. Wegen der Signale aus der Politik – die sich im Beschluss der Eidgenössischen Räte in der vergangenen Märzsession, das Regime des Solar-Expresses

zu verlängern, konkretisiert haben – haben die Projektentwickler die Arbeiten an den Projekten dennoch unter Hochdruck weiterverfolgt. Sie haben dabei hohe Beträge, oft im Umfang von Millionen, investiert – immer im Vertrauen auf die politischen Signale, dass das bestehende Förderregime weitergeführt oder zumindest verlängert werden soll.

Die mit der vorliegenden Verordnungsänderung vorgeschlagene Reduktion des Höchstbeitrags in Höhe von 3.5 MCHF entspricht einer Halbierung der Unterstützung aller alpinen Solaranlagen, die sich noch nicht im Bau befinden. Selbst mit der bisher vorgesehenen vollen Förderung ist eine wirtschaftliche Umsetzung der Projekte herausfordernd und nur mit innovativen Vermarktungsansätzen wie langfristigen Energiebezugsverträgen möglich. Mit der beabsichtigten Reduktion des Höchstbeitrages werden diese Anlagen verhindert. Dabei ist bereits in der geltenden Regelung eine Begrenzung der Förderung vorgesehen, sodass kein Risiko einer Überförderung besteht.

Schliesslich scheint die Begründung und Herleitung des Höchstbeitrags im Zusammenhang mit der Fördereffizienz wenig einleuchtend. Neben der Fokussierung auf das Winterhalbjahr (Oktober bis März) anstelle der Monate November bis Februar (siehe oben) ist es nicht nachvollziehbar, warum als Referenz die Kosten der allgemeinen Ausschreibungen herangezogen werden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Winterstromproduktion der alpinen Solaranlagen vor allem durch Anlagen in der Ausschreibung substituieren lässt. Ein Grossteil der aktuellen Förderung wird jedoch an Kleinanlagen ausgezahlt, die zudem noch durch den Eigenverbrauch unterstützt werden. Bei einer Berücksichtigung dieser Förderungen als Referenzwert würde sich eine Vervielfachung des Höchstbetrags ergeben.

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

Antrag:

2ter (neu) Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beträgen nach Absatz 2bis sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.

Begründung:

Auch wenn die vorgeschlagenen Höchstbeträge für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten im Grundsatz angemessen und praktikabel erscheinen, sollte eine Ausnahmemöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, dass nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können. Die vorgeschlagene Formulierung orientiert sich dabei an der bereits bestehenden Ausnahmeregelung in Art 26 Abs. 2 Satz 2 EnG im Hinblick auf die Förderfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken, räumt aber dem BFE direkt einen entsprechenden Handlungsspielraum ein.

Energieverordnung (EnV)

Anhang 3 Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen

3 Anrechenbare Kosten

Antrag:

3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:

- a. ...
- e. *Streichen.*

Begründung:

Die vorgeschlagene Änderung will das Urteil des Bundesgerichts (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023) korrigieren, wonach die Entschädigung der Kosten von Massnahmen zur ökologischen Sanierung gemäss Art. 34 EnG auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Allerdings widerspricht die beabsichtigte Änderung übergeordnetem Recht. Anders als in den Erläuterungen dargelegt, räumt die in Art. 60 Abs. 3 EnG vorgesehene Gesetzesdelegation dem Bundesrat keine Kompetenz ein, übergeordnetes Recht im Rahmen einer vermeintlichen Konkretisierung zu ändern. Das Bundesgericht kommt in seinem Urteil zum Schluss, dass in einer Gesamtbetrachtung die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind. Die vorgeschlagene Änderung widerspricht der höchstrichterlichen Auslegung und bewegt sich damit ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Rechts.

Die Verordnungsänderung verstösst zudem in zweierlei Hinsicht gegen die Gewaltenteilung. Einerseits hebt sie den im übergeordneten Recht verankerten Willen des Gesetzgebers aus. Andererseits versucht sie, ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts zu umgehen.

Die vorgeschlagene Änderung widerspricht weiter dem Wasserechtsgesetz (WRG), das dem Konzessionär mit Verleihung der Konzession ein wohl erworbenes Recht einräumt. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt – und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil – bezieht sich auch das wohl erworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. Eingriffe müssen gemäss Art. 43 Abs. 2 WRG vollständig entschädigt werden, was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt wird. Die Beschränkung der Kostenerstattung auf den schweizerischen Hoheitsanteil verweigert den Grenzkraftwerken demgegenüber die vollständige Entschädigung von Eingriffen in ihre wohl erworbenen Rechte.

Die beabsichtigte Verordnungsänderung führt auch zu einer unzulässigen, zweifachen Ungleichbehandlung der Grenzkraftwerke. Erstens kämen nur Anlagen, bei denen das Sanierungsverfahren vor der vorliegenden Verordnungsänderung bereits so weit fortgeschritten ist, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Entschädigung. Demgegenüber würde Grenzkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Verordnungsänderung Entschädigungsgesuche stellen, nur die Kosten im Umfang des schweizerischen Hoheitsanteils erstattet.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Sie ist durch den Eingriff in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerksinhaberinnen begründet. Solche Eingriffe sind nur zulässig, wenn sie mit dem öffentlichen Wohl begründet sind und vollständig entschädigt werden. Ökologische Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem. So ermöglichen zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur und dienen damit rein schweizerischen Gewässern. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, von Schweizer Gewässern stammt. Der «Wanderkorridor Hochrhein» kommt also primär den Schweizerischen Fliessgewässern zugute. Damit dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermassen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der in den Erläuterungen angestellte Vergleich mit der Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil ist schliesslich nicht einschlägig, weil es sich um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte handelt. Investitionsbeiträge sind gemäss Subventionsgesetz (SuG) Finanzhilfen für selbstgewählte Aufgaben. Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen nach Gewässerschutz- und Fischereigesetz (Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF) umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht gefallen zu lassen. Dafür können sie eine Abgeltung, deren Zweck die volle Entschädigung des Eingriffs in das wohlerworbene Recht ist, in Anspruch nehmen. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten – wie das Bundesgericht in seinem oben genannten Urteil festhält.

Letztlich führt eine nicht vollständige Erstattung der Kosten dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'C. Brand'.

Christoph Brand
CEO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'L. Schürch'.

Lukas Schürch
Head Corporate Public Affairs

BKW Energie AG
Viktoriaplatz 2
3013 Bern

www.bkw.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
3003 Bern

Ihre Kontaktperson
Samuel Aebi
samuel.aebi@bkw.ch

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 08. Juli 2025

Stellungnahme zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen der Vernehmlassung zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 äussern zu dürfen. Die BKW Energie AG (BKW) ist zum einen die grösste Netzbetreiberin und zum anderen eine der wichtigsten Stromproduzentinnen in der Schweiz. Die BKW begrüsst die Stärkung der Versorgungssicherheit über den Zubau von erneuerbaren Energien und insbesondere derjenigen mit einem hohen Anteil an Winterstrom. Mit Blick auf die unterbreitete Vorlage zu den Verordnungsänderungen bitten wir Sie, folgende Aspekte zu berücksichtigen.

- **Keine neue Fördergrenze für Solar-Expressanlagen:** Die Förderung des Solar-Express mit einer Einmalvergütung bis zu 60% der anrechenbaren Kosten sah gem. Art. 71a Abs. 4 EnG und Art. 46k EnFV bisher eine Anforderung vor, dass die Anlagen mit der bis Ende 2025 in Betrieb genommenen Leistung mindestens 10% ihrer erwarteten Jahresproduktion der gesamten geplanten Anlage oder mindestens 10 GWh erreichen. Mit den [Änderungen vom 21.3.2025](#) des Parlamentes wurde diese Anforderung an die teilweise Einspeisung allerdings aufgehoben, sodass die begonnenen Projekte des Solar-Express auch weiterhin einen Anspruch auf eine Förderung haben. Die Anlagen müssen allerdings gemäss Art. 46m Abs. 3 EnFV weiterhin bis Ende 2030 in Betrieb genommen werden. Der nun vernehmlassste neue Höchstbeitrag für den Winterstrombonus von 3.5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom gemäss Art. 46u EnFV soll laut Art. 108c Abs. 5 EnFV auch für alle bisherigen Solarexpress-Projekte angewendet werden, welche bis Ende 2025 die teilweise Einspeisung nicht erreichen.

Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Ziel des Gesetzgebers, die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses fertigzustellen. Zudem gab es im Nationalrat zu Art. 71a Abs. 4 EnG eine [Minderheit](#) (siehe Seite 34), welche sich im Gesetz für eine neue Beschränkung der Kosten einsetzte. Allerdings wurde diese Minderheit in der [Nationalratsabstimmung vom 4.3.25](#) mit 125 zu 71 Stimmen bei einer Enthaltung abgelehnt. Bundesrat Röstli versicherte zwar gemäss

seiner [Aussage vom 4.3.2025](#) dem Nationalrat, «*dass das Bundesamt für Energie dem Bundesrat in der Energieförderverordnung einen Vorschlag machen wird, wonach Projekte, die deutlich zu teuer sind, nicht gefördert werden. Das werden wir in der Verordnung machen. Unverhältnismässig teure Projekte werden wir nicht unterstützen; diese Flexibilität hat der Bundesrat.*» Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass das Parlament die bereits weit fortgeschrittenen Projekte, welche bis Ende 2025 aufgelegt wurden, umsetzen will. Demnach sollte diese Grenze von 3.5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom für die bereits begonnenen Projekte des Solar-Express *nicht* gelten.

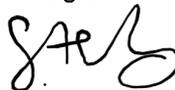
- **Förderungen für Wasserkraftanlagen ermöglichen:** Die Formulierung der Fördergrenzen für die Investitionsbeiträge von Wasserkraftanlagen in Bezug auf «Nettoproduktion» ist höchst kritisch. Pumpspeicherkraftwerke (z.B. Grimsel 4), welche einen wichtigen Beitrag zur Integration von Photovoltaik- und Windenergie leisten, insbesondere in den Wintermonaten Lastspitzen ausgleichen und mit ihrer flexiblen Betriebsweise wesentlich zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen, würden gemäss diesem Verordnungsentwurf kaum oder keine Förderung erhalten können. Der Grund liegt darin, dass Pumpspeicherkraftwerke generell nur eine geringe zusätzliche Nettoproduktion erbringen oder teilweise sogar Nettoverbraucher sind, solange die zur Speicherung benötigte Pumpenergie nicht explizit von der Nettoproduktion ausgenommen ist. Pumpspeicherkraftwerke zusätzlich in deren Förderung einzuschränken, entspricht allerdings nicht dem Willen des Gesetzgebers: Gemäss dem Art. 26 Abs. 2 EnG kann der Bundesrat Pumpspeicherkraftwerke fördern, wenn ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien (z.B. Wind und PV) integrieren zu können. Es muss sichergestellt werden, dass auch Pumpspeicherkraftwerke förderberechtigt sind und die Fördergrenzen dementsprechend überprüft werden. Des Weiteren bitten wir Sie die Herangehensweise bzw. Methodik zur Berechnung der Beträge der maximalen anrechenbaren Investitionskosten zu erläutern. Im nun vernehmlichsten Erläuterungsbericht zur EnFV (S. 8-9) wird lediglich erwähnt, dass die Beträge sich aus Sicht Gestehungskosten am höchsten Vergütungssatz für die gleitende Marktprämie orientieren. Allerdings liefert der [Erläuterungsbericht zur EnFV vom 24.11.2024](#) zur Festsetzung des maximalen Vergütungssatzes für die gleitende Marktprämie ebenfalls keine Angaben zur damaligen Festsetzung.

Für die detaillierten Anträge und deren Begründungen verweisen wir auf den Anhang. Für die Berücksichtigung unserer Anliegen bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für weitere Auskünfte gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
BKW Energie AG

DocuSigned by:

7322E941763F49C...
Roger Lüönd
Leiter Asset Hydro

Signiert von:

1BAFC6D3EACC42B...
Samuel Aebi
Head of Strategic Regulatory a.i.

Anhänge 1-4: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Anhang 1 mit den konkreten Anträgen zur Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

4 (neu) Sind diese Voraussetzungen nach Absatz 3 nicht erfüllt, wird der Bau einer Wasserkraftanlage der erstmaligen Nutzung eines hydraulischen Potenzials gleichgestellt und nach Artikel 3 Absatz 1 EnFV als Neuanlage behandelt.

Begründung

Der Erläuterungsbericht erwähnt auf Seite 5 zwar die entsprechende Bestimmung. Allerdings wäre es zur Übersichtlichkeit wünschenswert diese Bestimmung auch noch in die Verordnung aufzunehmen.

Art. 30c Abs. 2 Bst. c und Abs. 4^{bis} Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

2 Bst. a: integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad, die ab dem 1. Januar ~~2022~~ 2026 in Betrieb genommen wurden;

2 Bst. b: angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad, die ab dem 1. Januar ~~2023~~ 2026 in Betrieb genommen wurden;

2 Bst. c: *Kommentar*

4bis Der spezifische Winterstrommehrertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage nach erfolgter Inbetriebnahme pro kW Leistung im Winterhalbjahr anteilig produziert und der 500 kWh pro kW Leistung übersteigt.

Begründung

Abs. 2 Bst. a und b: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus geholt werden kann. Der angepasste Bonus soll erst für ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommene Anlagen gelten, da ansonsten für bereits bestehende Anlagen Mitnahmeeffekte auftreten könnten.

Abs. 2 Bst. c: Die BKW begrüsst grundsätzlich die Anpassungen eines Höhenbonus in einen Winterstrombonus und hatte dies bereits in der [BKW-Stellungnahme](#) zu den Verordnungen des Stromgesetzes, siehe Seite 43-44, eingebracht.

Abs. 4^{bis}: Bei einer Inbetriebnahme während dem Winterhalbjahr darf der spezifische Winterstrommehrertrag nicht nachteilig ausgelegt werden, weshalb eine anteilige Berechnung stattfinden muss. Ansonsten kann in diesem Jahr möglicherweise die Auszahlung des Winterstrombonus ausbleiben, wie der Erläuterungsbericht auf Seite 3 erwähnt und somit die Rentabilität des Projektes schmälern: "Je nach Inbetriebnahmedatum kann es somit sein, dass die spezifische Winterstromproduktion im ersten Winterhalbjahr auch bei einer sich grundsätzlich für den Winterstrombonus qualifizierenden Anlage tiefer als 500 kWh/kW liegt und somit in diesem Jahr kein Winterstrombonus ausbezahlt wird."

Art. 38 Berechnung der Einmalvergütung und Ansätze

¹quinquies *Kommentar*

Begründung

Die verzögerte Auszahlung ist entsprechend zu verzinsen, siehe Kommentar zu Art. 46a EnFV.

Art. 38a Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen
5^{bis} Kommentar
Begründung

Die verzögerte Auszahlung ist entsprechend zu verzinsen, siehe Kommentar zu Art. 46d^{bis} EnFV.

Art. 46a Berechnung der Winterproduktion und Auszahlung des Winterstrombonus

2 Die Vollzugsstelle berechnet gestützt auf den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag den Winterstrombonus und zahlt diesen inklusive Verzinsung ab der vollständigen Inbetriebnahme dem Betreiber aus.

Begründung

Der Winterstrombonus wird im Rahmen der Einmalvergütung gem. Art. 46a EnFV erst nach dem dritten vollen Betriebsjahr ausbezahlt. Eine verzögerte Auszahlung der Einmalvergütung ist entsprechend zu verzinsen. Verzögerte Auszahlungen nach dem ökonomischen Stichpunkttag werden in der Finanzwelt üblicherweise verzinst, um die entstehenden Kapitalkosten auszugleichen. Zusätzlich bestünde ansonsten im Vergleich zur gleitenden Marktprämie ohne Verzinsung eine Ungleichbehandlung zwischen den Förderprogrammen, da dort der Winterstrombonus gem. Art. 30c 4^{ter} EnFV bereits nach dem ersten Winterhalbjahr ausbezahlt wird, insofern dies nicht bereits über die festgelegte Höhe der Einmalvergütung berücksichtigt wurde.

Art. 46d^{bis} Berechnung der Winterproduktion und Auszahlung des Winterstrombonus

2 Die Vollzugsstelle berechnet gestützt darauf den Winterstrombonus und zahlt diesen inklusive Verzinsung ab der vollständigen Inbetriebnahme dem Betreiber aus.

Begründung

Siehe Erläuterung zu Art. 46a Abs. 2 EnFV.

Zudem erhalten alle anderen an der Auktion teilnehmenden Anlagen ohne Winterstrombonus die Einmalvergütung gemäss Art. 46g spätestens 3 Monate nach der vollständigen Inbetriebnahme. Ohne eine Verzinsung des Winterstrombonus müssen die Bieter einer Anlage mit Anspruch auf den Winterbonus die Verzinsung in ihrem Gebot einpreisen, was ihr Gebot erhöht, somit die Zuschlagswahrscheinlichkeit dieser Gebote senkt und nicht die Absicht des Gesetzgebers sein dürfte.

Art. 46k Teilweise Einspeisung von Elektrizität und Inbetriebnahmefrist
Kommentar
Begründung

Die Aufhebung des Art. 46k Abs. 1 EnFV infolge der Anpassung des Art. 71a EnG wird begrüsst.

Art. 46p Abs. 1 Definitive Festsetzung der Einmalvergütung

b. 60. Prozent der voraussichtlichen anrechenbaren Investitionskosten (Art. 46j ~~Bst. b Abs. 1~~); oder

d. ~~Höchstbeitrag nach Artikel 46u.~~

Begründung

Bst. b: Die Referenzierung muss aufgrund von Änderungen in der bisherigen Verordnung entsprechend geändert werden.

Bst. d: Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Ziel des Gesetzgebers, die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses fertigzustellen. Die Erläuterung zur Streichung ist dem Brief zu entnehmen.

Art. 46u Höchstbeitrag

Streichen

Begründung

Der ganze Art. 46u zum Höchstbeitrag soll gestrichen werden. Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Ziel des Gesetzgebers, die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses fertigzustellen. Zudem gab es im Nationalrat zu Art. 71a Abs. 4 EnG eine [Minderheit](#) (siehe Seite 34), welche sich im Gesetz für eine neue Beschränkung der Kosten einsetzte. Allerdings wurde diese Minderheit in der [Nationalratsabstimmung vom 4.3.25](#) mit 125 zu 71 Stimmen bei einer Enthaltung abgelehnt. Bundesrat Röstli versicherte zwar gemäss seiner [Aussage vom 4.3.2025](#) dem Nationalrat, «*dass das Bundesamt für Energie dem Bundesrat in der Energieförderverordnung einen Vorschlag machen wird, wonach Projekte, die deutlich zu teuer sind, nicht gefördert werden. Das werden wir in der Verordnung machen. Unverhältnismässig teure Projekte werden wir nicht unterstützen; diese Flexibilität hat der Bundesrat.*» Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass das Parlament die bereits weit fortgeschrittenen Projekte, welche bis Ende 2025 aufgelegt wurden, umsetzen will. Demnach sollte diese Grenze von 3.5 Millionen Franken pro GWh Winterstrom für die bereits begonnenen Projekte des Solar-Express *nicht* gelten.

Ausserdem betrachten wir die Berechnung des vorgeschlagenen Höchstbeitrages als inkonsistent. Die Annahme für die Lebensdauer der angebauten Anlagen beträgt gemäss Seite 8 des Erläuterungsberichts dieser Vernehmlassungsvorlage 30 Jahre. Allerdings wurde gemäss dem [Erläuterungsbericht zum Verordnungsbeschluss zur EnV](#) (S. 6) vom 19.2.2025 im Rahmen der Stromgesetzverordnungen für die Minimalvergütung für Photovoltaikanlagen eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen. Demnach müsste hier auch eine Lebensdauer von 25 Jahren für angebaute Anlagen übernommen werden.

Art. 61 Abs. 2^{bis} Anrechenbare Investitionskosten

2^{bis} Maximal anrechenbar sind folgende Beiträge, wobei für die Ermittlung der Nettoproduktion die von Pumpspeicherkraftwerken eingesetzte Pumpenergie nicht anzurechnen ist:

c. bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30bbis Absatz 1 Buchstaben b–e fallen: 4... Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion unter Hinzurechnung der neu speicherbaren Energiemenge und 1,2... Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;

Begründung

Abs. 2^{bis} erster Satz: Die Verwendung des Begriffs „Nettoproduktion“ im ganzen Artikel kann die Förderung von gewissen Pumpspeicherkraftwerken, wie zum Beispiel Grimsel 4, ausschliessen.

Denn Pumpspeicherkraftwerke erbringen wenig zusätzliche Produktion oder sind teilweise Nettoverbraucher und würden gemäss diesem Verordnungsentwurf keine oder kaum Förderung erhalten können. Pumpspeicherkraftwerke leisten jedoch einen wichtigen Beitrag zur Integration von Photovoltaik- und Windenergie, und gleichen insbesondere in den Wintermonaten Lastspitzen aus. Sie leisten durch ihre flexible Betriebsweise einen systemrelevanten Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes.

Die potenziell ausbleibende Förderung von Pumpspeicherkraftwerken entspricht allerdings nicht dem Willen des Gesetzgebers: Gemäss dem Art. 26 Abs. 2 EnG kann der Bundesrat Pumpspeicherkraftwerke fördern, wenn ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können.

Wir schlagen vor, dies im ersten Satz klarzustellen, indem hinzugefügt wird, dass «für die Ermittlung der Nettoproduktion die von Pumpspeicherkraftwerken eingesetzte Pumpenergie nicht anzurechnen ist.»

Der Erläuterungsbericht enthält ausserdem eine uneinheitliche Terminologie auf Seite 6: „Bei erheblichen Erweiterungen, die einzig aufgrund der Erhöhung der Ausbauwassermenge zustande kommen (Bst. b), beträgt die Obergrenze 2 Millionen Franken pro GWh der gesamten Nettoproduktion [Herv. d. Autoren] nach der Erweiterung. Da bei der Erhöhung der Ausbauwassermenge ohne Erreichen eines weiteren Erweiterungskriteriums in der Regel die Mehrproduktion nur wenig gesteigert wird, würde bei Abstellen auf die Mehrproduktion der Investitionsbeitrag zu stark eingeschränkt. Daher wird hier Bezug genommen auf die Gesamtproduktion nach der Erweiterung [Herv. d. Autoren].“ Die Gesamtproduktion ist nicht eindeutig definiert und es besteht Unklarheit darüber, ob sie der Nettoproduktion entspricht.

Des Weiteren bitten wir Sie die Herangehensweise bzw. Methodik zur Berechnung der Beträge der maximal anrechenbaren Investitionskosten zu erläutern. Im nun vernehmlassten Erläuterungsbericht zur EnFV (S. 8-9) wird lediglich erwähnt, dass die Beträge sich aus Sicht Gestehungskosten am höchsten Vergütungssatz für die gleitende Marktprämie orientieren. Allerdings liefert der [Erläuterungsbericht zur EnFV vom 24.11.2024](#) zur Festsetzung des maximalen Vergütungssatzes für die gleitende Marktprämie ebenfalls keine Angaben zur damaligen Festsetzung.

Bst. c: Diverse Wasserkraftprojekte wie z. B. der Grimsensee oder der Oberarsee erbringen wenig oder gar keine zusätzliche Produktion, allerdings sehr viel zusätzliche Winterproduktion. Wir begrüssen die Ergänzung in Anhang 6.1, Ziffer 4.3.1 Bst. b und c ausdrücklich, da ohne die Anrechnung der neu speicherbaren Energiemenge als Mehrproduktion entsprechende Projekte nicht oder nur kaum förderfähig wären. Wir gehen davon aus, dass sich diese Definition nicht nur auf die gleitende Marktprämie bezieht, wie in Anhang 6.1 erwähnt, sondern allgemein, also auch für Investitionsbeiträge, gilt. Der Vollständigkeit halber sollte dies somit auch in Bst. c explizit erwähnt werden.

Art. 87g Aktualisierung der Zusicherung dem Grundsatz nach

~~Aufgehoben~~

(keine Streichung des Art. 87g)

Begründung

Bei Windprojekten ist die Dauer zwischen der Baubewilligung bis zur Inbetriebnahme der Anlage sehr lang, sodass es unbedingt eine Aktualisierung der Zusicherung braucht. Die Kostenschätzung am Anfang eines Projektes für die 10 bis 15 Jahre später real angefallenen Kosten ist äusserst herausfordernd. Deshalb benötigt es eine Aktualisierung der Zusicherung dem Grundsatz nach, sodass der Art. 87g bestehen bleiben und *nicht* aufgehoben werden soll.

Art. 108c Übergangsbestimmung zur Änderung vom ... 2025

5 streichen

Begründung

Siehe Kommentar im Brief bzw. zu Art. 46p Abs. 1

Art. Anhang 2.1 Ansätze für die Einmalvergütung

Ziff. 2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad beträgt 400 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad beträgt 200 Franken pro kW.

Ziff. 2.7.3 *Kommentar*

Begründung

Ziff. 2.7.1 und 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus beansprucht werden kann.

Ziff. 2.7.3: Gemäss dem Erläuterungsbericht wird der Winterstrombonus anhand von einem Vergleich der Winterstromproduktion von Anlagen mit durchschnittlicher Winterstromproduktion und Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion festgelegt, so der Erläuterungsbericht auf Seite 10: „Die Schweizer Photovoltaik produziert gemäss Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 19.4157, Reynard, vom 25. September 2019 etwa 27% ihrer Elektrizität im Winterhalbjahr, respektive ca. 270 kWh pro kW installierte Leistung.“ Der [Postulatsbericht 19.4157 vom 23. Juni 2021](#) enthält allerdings folgende Passage: „Bei der Skalierung des heutigen PV-Anlagenparks auf eine Jahresproduktion von 30 TWh, entfielen 73% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 27% auf das Winterhalbjahr. Pro kWp installierter Leistung würden im Winterhalbjahr 258 kWh Elektrizität erzeugt.“ Insofern werden im Erläuterungsbericht falsche referenzierte Zahlen verwendet, sodass möglicherweise statt der Faktor 2 (600 kWh/kWp Winterstromproduktion / 270 kWh/kWp Winterstromproduktion = 2.22) auch der Faktor 2.3 (600 kWh/kWp Winterstromproduktion / 258 kWh/kWp Winterstromproduktion = 2.33) für die Berechnung des Winterstrombonus verwendet werden könnte.

Zudem sollte berücksichtigt werden, dass im Postulatsbericht aufgrund des „heutigen PV-Anlagenparks“ auch schon Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion enthalten sind. Dies dürfte zwar bei der Verfassung des Berichts vom 23.6.2021 noch nicht so relevant gewesen sein, denn die heutigen Anreize zur erhöhten Winterstromproduktion für PV-Anlagen wurden erst nach der Verfassung des Berichtes eingeführt: So führte der [Bundesratsbeschluss vom 24.11.2021](#) den Neigungswinkelbonus und der [Bundesratsbeschluss vom 23.11.2022](#) den Höhenbonus ein. Dies müsste aber in Zukunft bei einer allfälligen Aktualisierung sicherlich berücksichtigt werden.

Bst. a: Im Gegensatz zum Buchstabe b stellt sich die Frage, wie der Bonus für Anlagen ohne Eigenverbrauch von 3.5 Franken pro kW zu Stande gekommen ist. Gemäss Anhang 2.1 Ziff. 2.10 EnFV beträgt die Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch <150 kW nämlich 450 Franken pro kW und für Anlagen ohne Eigenverbrauch >150 kW betrug der durchschnittliche Zuschlagswert der Auktionen im Jahr 2024 zwischen 554 und 561 Franken pro kW. Aufgrund der im Erläuterungsbericht angegebenen rund doppelt so hohen Winterstromproduktion von Anlagen mit erhöhter gegenüber durchschnittlicher Winterstromproduktion wurde für Anlagen mit Eigenverbrauch der Basisbeitrag als Ansatz genommen für den Winterstrombonus. Insofern ist es fraglich, wieso dies hier nicht geschehen ist.

Anhang 2 mit den konkreten Anträgen zur Energieverordnung (EnV)
Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Kommentar

Begründung

Bei der Festlegung der Technologieziele für 2030 wurden gemäss Erläuterungsbericht (S. 1-2) mehrere Faktoren berücksichtigt, wobei namentlich das Ausbauziel des EnG von 2035, die verfügbaren Potenziale und der vergangene Zubau sowie die Förderkosten erwähnt wurden. Ein wichtiger Faktor für die Erreichung der Technologieziele ist allerdings auch das dafür benötigte Stromnetz. Besonders gefordert sind dabei die tieferen Netzebenen 5 bis 7 (Teile des Verteilnetzes). Denn über 90 Prozent aller Solaranlagen werden in den beiden unteren Netzebenen angeschlossen. Insofern ist der beschleunigte Aus- und Umbau der Stromnetze von hoher Relevanz, bei welchem sich die BKW mit den Stellungnahmen zur [Änderung des Elektrizitätsgesetzes](#) und des [Plangenehmigungsverfahrens für elektrische Anlagen](#) geäussert hat.

Die BKW positioniert sich grundsätzlich technologieoffen und äussert sich nicht zu konkreten (Zwischen-)Zielen. Falls die Politik technologiespezifische (Zwischen-)Ziele vorgibt, ist eine Berücksichtigung mehrerer Technologien aufgrund der Risikodiversifikation erstrebenswert. Die Windenergie hat neben einer guten Wirtschaftlichkeit eine relativ hohe Wintertromproduktion, welche für die Versorgungssicherheit der Schweiz von hoher Bedeutung ist. Die vernehmlassete Festlegung von Zwischenzielen für die Windenergie kann gemäss Aussagen des Erläuterungsberichts (S. 2-3) eine Signalwirkung aufweisen, sodass die Kantone die Richtplanung rasch weiterentwickeln oder entsprechende Gebiete ausweisen. Dies könnte die von der Politik beabsichtigte Beschleunigung des Zubaus von Windenergieanlagen zusätzlich beschleunigen, siehe z. B. das Geschäft [22.461 Dringliches Gesetz zur Beschleunigung von fortgeschrittenen Windparkprojekten und von grossen Vorhaben der Speicherwasserkraft \(«Windexpress»\)](#) oder auch [23.051 Energiegesetz. Änderung \(Beschleunigungserlass\)](#).

Anhang 3 Ziffer 3.2 Buchstabe e Anrechenbare Kosten

~~e. bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt.~~

Begründung

Die geplante Anpassung der Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei internationalen Wasserkraftanlagen ist nicht angebracht und muss wieder gestrichen werden. Falls die Schweiz bei Grenzkraftwerken Sanierungsmassnahmen anordnet, dann soll auch der Bund die entsprechenden Kosten erstatten. Mit der vernehmlasseten Verordnungsanpassung besteht die Gefahr, dass die Kraftwerkseigentümer die Hälfte der Kosten übernehmen müssen, da der andere Staat nicht verpflichtet ist, die entsprechenden Zahlungen zu leisten. Das BAFU soll weiterhin die Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a GSchG und Artikel 10 BGF voll entschädigen, wenn die Schweiz die Gesamtanierung angeordnet hat. Die geplante Verordnungsanpassung steht auch im Widerspruch zum EnG Art. 34, der die vollständige Entschädigung vorsieht.

Anhang 3 mit den konkreten Anträgen zur Verordnung über die Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art. 19c Garantierte Nutzungen der Flexibilität (gültig ab 1.1.2026)

~~4 Er darf höchstens 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt abregeln. Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von bis zu 1 MW, für die nach Inkrafttreten dieser Verordnung technische Anschlussgesuche eingereicht werden, beschränkt. Bei diesen ist die maximale Einspeiseleistung~~

beim Anschlusspunkt vom Anlagenbetreiber fix auf 70% der Wechselrichterleistung zu beschränken.

Begründung

Die BKW hatte sich bereits im Rahmen der Vernehmlassung zu den Stromgesetz-Verordnungen in der [BKW-Stellungnahme vom 3.5.2024](#) (S. 31-32) zur damaligen vorgeschlagenen Regelung bezüglich der technologieoffenen Abregelung von maximal 3 % der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt geäußert. Die BKW bedauert, dass der Bundesrat nicht auf den Vorschlag der BKW eingegangen ist, welcher ebenso breit abgestützt vom VSE in der [VSE-Stellungnahme vom 28.5.2024](#) (S. 48-49) so beantragt wurde. Auf eine Wiederholung der damals angebrachten Argumente wird verzichtet und sind bitte den angegebenen Seiten zu entnehmen.

Zusätzlich scheint es höchst fraglich, ob die nun technologieoffene Regelung dem Willen des Gesetzgebers entspricht. So gab es im Nationalrat als Zweitrat am 15.3.2023 vier Wortmeldungen, aus denen klar hervorgeht, dass mit der Gesetzesbestimmung PV-Anlagen gemeint sind ([Vincenz Stauffacher](#), [Susanne Schneider Schüttel Ursula](#), [Suter Gabriela](#), [Jauslin Matthias Samuel](#)). Eine Beschränkung auf die Photovoltaik wurde zudem auch von weiteren Verbänden der Energiebranche in den Stellungnahmen beantragt, wie z. B. von aeesuisse (S. 5929), SWV (S. 3983) und selbst swissolar (S. 6374).

Insofern möchten wir nochmals beantragen, die bisher beschlossene Bestimmung zu überarbeiten.

Anhang 4 mit den konkreten Anträgen zur Verordnung über die Stromversorgungsverordnung (VOEW)

Art. 3a Datenbearbeitung für die Vorbereitung von Interventionsmassnahmen

Kommentar

Begründung

Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft sind unterschiedlich gross und haben entsprechend teilweise auch unterschiedliche Datenformate aufgrund der unterschiedlichen Datenmenge. So sind die im Erläuterungsbericht angesprochenen Daten zur Kontingentierung bei Verteilnetzbetreibern oft im Excel-Datenformat vorhanden, wobei bei der BKW dies nicht der Fall ist und diese im ebix-Format von SDAT vorliegen. Die Netzabschaltpläne sind im Excel-Datenformat vorhanden sowie es die Organisation von OSTRAL vorgibt. Insofern sollte das Senden der Daten in unterschiedlichen Datenformaten möglich sein. Zusätzlich erwähnt der Erläuterungsbericht, dass für den Bezug der Daten von der Datenplattform eine Schnittstelle realisiert werden soll. Hier stellt sich die Frage, wer diese Schnittstelle realisiert und wer die Kosten dafür trägt. Ein Vorschlag wäre, dass dies der Datenplattformbetreiber selbst tut.

Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundeshaus Nord
CH-3003 Bern

Zuständig Marie Oswald
Telefon direkt 058 319 49 87
E-Mail marie.oswald@ewz.ch
Datum 07. Juli 2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Derzeit läuft die Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE). Gerne nehmen wir in der angesetzten Frist zu nachfolgenden Themen Stellung.

▪ **Energieförderungsverordnung (EnFV)**

Art. 46p Abs. 1 Bst. d und Art. 46u Höchstbeitrag für PV-Grossanlagen

Aus Sicht ewz ist ein Höchstbeitrag für die Einmalvergütung bei PV-Grossanlagen kontraproduktiv. Bereits unter dem bestehenden Förderregime haben diese Anlagen grosse technische und wirtschaftliche Herausforderungen zu bewältigen. Mit der beabsichtigten Reduktion des Höchstbeitrages wird die Realisierung dieser Anlagen zusätzlich erschwert. In der geltenden Regelung (Art. 71 EnG) ist bereits eine Begrenzung der Förderung vorgesehen, sodass kein Risiko einer Überförderung besteht.

Antrag: Art. 46p Abs. 1 Bst. d und Art. 46u ist ersatzlos zu streichen.

~~d) Höchstbeitrag nach Artikel 46u.~~

~~Art. 46u Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46o Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.~~

Art. 61 Abs. 2^{bis} Bst. b Förderung von Pumpspeicherkraftwerken

Die Verwendung des Begriffs «Nettoproduktion» in Art. 61 Abs. 2^{bis} Bst. b kann die Förderung von gewissen Pumpspeicherkraftwerken ausschliessen. Denn Pumpspeicherkraftwerke erbringen wenig zusätzliche Produktion oder sind teilweise Nettoverbraucher und würden gemäss diesem Verordnungsentwurf keine oder

kaum Förderung erhalten können, obwohl sie durch ihre flexible Betriebsweise einen systemrelevanten Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten.

Antrag: Art. 61 Abs. 2^{bis} Bst. b EnFV ist wie folgt anzupassen

b) bei erheblichen Erweiterungen, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstabe a fallen: 2 Millionen Franken pro GWh Produktion (exkl. Pumpenergie) ~~Nettoproduktion~~ nach der Erweiterung;

▪ **Energieverordnung (EnV)**

Art. 1a Abs. 2 Bst. b Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

ewz begrüsst das Setzen von Zwischenzielen. Dies erleichtert ein zeitnahes Monitoring der Zielerreichung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und erlaubt ein rasches Handeln auf dem gesetzgeberischen Weg, wenn sich abzeichnet, dass die Zielwerte nicht erreicht werden. ewz ist sich bewusst, dass der Ausbau der Windenergie in der Schweiz herausfordernd ist. ewz ist an zwei Windprojekten im Kanton Waadt beteiligt, welche auch nach über 15 Jahren Projektierung noch keine einzige Kilowattstunde Strom produziert haben. Dennoch erachten wir es als notwendig, für Windenergieanlagen ein um 1TWh höheres Zwischenziel als die vorgeschlagenen 2,3 TWh im Jahr 2030 festzusetzen. Gerade für den Winterstrom ist der Ausbau der Windenergie essenziell. Der reine Zubau von PV auf Dächern löst diese Problematik nicht. Zudem haben diverse Kantone ihre Richtpläne gemäss Art. 10 EnG angepasst und geeignete Windgebiete ausgeschieden. Daher erwartet ewz, dass zeitnah weitere Projekte entstehen können. Ein höheres Ziel im Bereich Windenergie ist zudem ein wichtiges politisches Signal für alle Beteiligten in diesem Bereich.

Antrag: Art. 1a Abs. 2 Bst. b ist wie folgt anzupassen

b) für Windenergieanlagen: einer Produktion von gesamthaft mindestens 3300 ~~2300~~ GWh.

▪ **Stromversorgungsverordnung (StromVV)**

Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. b^{bis} Zugang zu den Mess- und Stammdaten

Dieser Artikel verlangt, dass der Datenplattformbetreiber der wirtschaftlichen Landesversorgung die Mess- und Stammdaten der Endverbraucher bekannt gibt. Das bezieht sich auf die Kontingentierung nach OSTRAL. Diese betrifft aber nur Endverbraucher über 100'000 kWh, welche ca. 1% der Endverbraucher darstellen. Für die anderen Endverbraucher soll die Bestimmung nicht gelten. Das muss im entsprechenden Artikel spezifiziert werden.

Antrag: Art. 8^{ter} Abs. 5 Bst. b^{bis} ist wie folgt anzupassen.

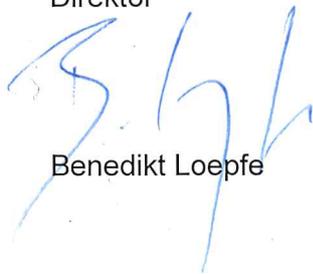
Abs. 5 Er muss auf Verlangen bekannt geben:

b^{bis} der Wirtschaftlichen Landesversorgung und den nach Artikel 60 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016 beauftragten Organisationen der

Wirtschaft: die Mess- und Stammdaten der Endverbraucher gemäss OSTRAL-Kontingentierung und die Stammdaten der Verteilnetzbetreiber in nicht anonymisierter Form für die Vorbereitung und den Vollzug von Massnahmen nach dem LVG.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen bedanken wir uns und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Direktor

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'B. Loepfe', written over the printed name.

Benedikt Loepfe

Leiter Media & Public Affairs

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'i.A. M. Graf', written over the printed name.

Harry Graf

Elektrizitätswerk Rheinau AG
Korbstrasse 411, 8462 Rheinau, Switzerland

Per E-Mail

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Kontakt Nadia Semadeni, Abteilungsleiterin Umwelt
E-Mail Nadia.semadeni@axpo.com
Direktwahl T +41 56 200 38 41
Datum 08. Juli 2025

Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. E Anhang 3 Energieverordnung (EnV)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 wurde die Vernehmlassung für die Änderungen der Energieverordnung eröffnet, laut der künftig die gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (EnG) zu erstattenden Kosten von Sanierungsmassnahmen nach den Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF bei Grenzwasserkraftanlagen um den nichtschweizerischen Hoheitsanteil gekürzt werden sollen. Mit der Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», in dem dieses zum Schluss gekommen ist, dass die Erstattung der vollständigen Kosten der Massnahmen gemäss Art. 34 EnG, auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasse (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023).

Antrag:

Die geplante Änderung sei ersatzlos zu streichen.

Begründung:

Geplante Änderung widerspricht übergeordnetem Recht

Im erläuternden Bericht macht das UVEK geltend, der Bundesrat sei gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar seien. Dies ist nur soweit zutreffend, als dass sich die Konkretisierung im vom übergeordneten Gesetzesrecht vorgegebenen Rahmen bewegt. Der Bundesrat hat jedoch nicht die Kompetenz, durch eine vermeintliche Konkretisierung übergeordnetes Gesetzesrecht durch Verordnung abzuändern.

In Bezug auf die Auslegung des Art. 34 EnG, auf den sich Anhang 3 der EnV bezieht, kommt das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt (...), dass die Kosten für die

Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung des Anhang 3 der EnV dieser Auslegung des Art. 34 EnG widerspricht. Damit bewegt sich diese Änderung ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Gesetzesrechts. Die vermeintliche Konkretisierung ist demnach widerrechtlich.

Insofern ist die geplante Änderung rechtsstaatlich bedenklich, da damit auf zweifache Weise gegen die Gewaltenteilung verstossen würde: Erstens, indem mittels einer Ordnungsänderung der im übergeordneten Gesetzesrecht verankerte Wille des Gesetzgebers ausgehebelt werden soll, und zweitens, indem ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgangen werden soll.

Neben dem EnG, das sie zu konkretisieren vorgibt, widerspricht die geplante Änderung auch dem Wasserrechtsgesetz (WRG). Laut Art. 43 Abs. 1 WRG verschafft eine Konzession dem Konzessionär ein wohlverworbenes Recht. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohlverworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. In dieses Recht darf nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung eingegriffen werden (Art. 43 Abs. 2 WRG), was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt werden sollte. Durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würde Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlverworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Geplante Änderung führt zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Abgesehen davon, dass die geplante Änderung gegen übergeordnetes Gesetzesrecht verstösst, würde sie in zweierlei Hinsicht zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken führen:

Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a des Subventionsgesetzes (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung der Kosten, wogegen bei solchen Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da nach dem Willen des Gesetzgebers gestützt auf Art. 34 EnG die vollständigen Kosten der Massnahmen unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden sollen (Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates vom 12. August 2009, BBl 2008, 8043 ff., S. 8065 f.), vermöchte eine das Gesetz lediglich konkretisierende Verordnung als gesetzliche Grundlage für eine solche Ungleichbehandlung sicherlich nicht zu genügen. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst von Nöten.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obschon dafür keine triftigen Gründe gegeben sind. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlverworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird (Urteil des Bundesgerichts 2C_116/2022, E. 6.3.3). Solche Eingriffe sind grundsätzlich nur soweit zulässig, als dass sie aus Gründen des öffentlichen Wohls geschehen und voll entschädigt werden (Art. 43 Abs. 2 WRG). Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem, indem zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur ermöglichen und damit sehr direkt rein schweizerischen Gewässern dienen. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die

Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, stammt von Schweizer Gewässern, womit der «Wanderkorridor Hochrhein» primär den Schweizerischen Fliessgewässern zu Gute kommt. Im Gegensatz dazu münden nur ein paar wenige kleine und mittelgrosse Gewässer aus Deutschland in den Hochrhein. Mit anderen Worten dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der im erläuternden Bericht gezogene Vergleich zu einer Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil (Art. 48 Abs. 6 Energieförderungsverordnung, EnFV) ist zudem nicht einschlägig, da es um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte geht:

Investitionsbeiträge sind Finanzhilfen, sprich Subventionen für eine selbstgewählte Aufgabe (Art. 3 Abs. 1 SuG). Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, auch zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Wie oben dargelegt sind Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen gesetzlich verpflichtet Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht gefallen zu lassen, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlerworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 6.3.3).

Kostenfolgen für die Standortkantone von Grenzkraftwerken

Die geplante Änderung der EnV würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die geplante Änderung 200 Mio. CHF einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Wie weiter oben dargelegt bedeutet die Anordnung von Sanierungsmassnahmen grundsätzlich einen Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberin. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberin. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone, in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, wie dies im erläuternden Bericht steht (Ziff. 3), trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Laut Bundesgericht liegt es vielmehr «an der Schweiz sich zur Verlegung der Kosten, die sie gegebenenfalls im Umfang des deutschen Hoheitsanteils trägt, an die zuständigen deutschen Behörden zu wenden» (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 5.2.2). Eine Kostentragung des Nachbarstaates direkt gegenüber der Kraftwerkinhaberin würde sodann voraussetzen, dass der Nachbarstaat seinerseits und gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 7.2). Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Würden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, würde dies dazu führen, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen,

dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten, betroffen wären namentlich die Bergkantone Graubünden, Tessin und Wallis sowie die Grenzkantone am Hochrhein, am Doubs und an der Rhone.

Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Laut dem erläuternden Bericht würde die geplante Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Verpflichtung zur Sanierung und die dafür zur Verfügung stehenden Mittel unverändert blieben (Ziff. 4).

Diese Beurteilung greift zu kurz. Wie weiter oben dargelegt, würde die geplante Änderung dazu führen, dass Sanierungen von Grenzgewässern, mit denen diese ökologisch aufgewertet und insbesondere für Fische wie Aal und Lachs wieder durchgängig gemacht werden sollen, aufgrund von Diskussionen zwischen Kraftwerksgesellschaft, Kanton, Bund und Anrainerstaat über den Umfang und die Finanzierung der Massnahmen jahrelang oder sogar mehrere Jahrzehnte lang verzögert werden. Dass sich komplexe Sanierungsprojekte bei unklarer Finanzierung Jahrzehnte lang verzögern können, zeigt die Restwasseranierung, die seit Inkrafttreten des GSchG 1991 gesetzlich vorgeschrieben ist, an einzelnen Kraftwerken jedoch immer noch nicht umgesetzt wurde. Es ist auch möglich, dass nur noch Massnahmen angeordnet werden könnten, die für die Kraftwerksinhaberinnen die tiefsten Kostenfolgen zeitigen, da weitergehende Massnahmen unverhältnismässig wären. D.h. es muss davon ausgegangen werden, dass der ökologische Nutzen der Sanierungen abnehmen würde, wobei davon nicht nur die grossen Grenzflüsse betroffen wären, sondern eben auch die rein schweizerischen Gewässer, da diese ebenso von der Sanierung der Grenzflüsse profitieren. Die geplante Änderung würde demnach die laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Flüsse und damit die Ziele des Bundes und der Kantone konterkarieren.

Da ein verbesserter ökologischer Zustand der Schweizer Flüsse auch einen wirtschaftlichen Nutzen hat (z.B. Fischerei), sowie für die Gesellschaft von Bedeutung ist (z.B. Erholungswert der Gewässer), hat die Änderung zwangsläufig auch negative Auswirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft.

Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Im erläuternden Bericht wird festgehalten, die geplante Änderung sei konform mit den Verpflichtungen der Schweiz im Rahmen des Übereinkommens zum Schutz des Rheins (SR 0.814.284). Begründet wird dies nicht. Es handelt sich um eine Behauptung, die angesichts der oben beschriebenen Auswirkungen der geplanten Änderung auf die Umwelt, die insbesondere auch den Rhein betreffen, nicht haltbar ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Schweiz ihren Verpflichtungen aus dem Übereinkommen nicht rechtzeitig nachkommen können.

Aufstockung des Netzzuschlagsfonds statt rechtsstaatlich fragwürdiger Verordnungsänderung

Laut einem Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK-23303) reichen die für die Sanierung gemäss Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF vorgesehenen Gelder im Netzzuschlagsfonds bei Weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Mrd. CHF sind nach heutigem Wissen mehrere Mrd. CHF erforderlich (Bericht EFK-23303, S. 27). Es fehlen demnach Mittel in erheblicher Höhe im Netzzuschlagsfonds. Mit der nun geplanten Änderung wird dieser laut Angaben im erläuternden Bericht um gerade mal 200 Mio. CHF entlastet, wobei die Kosten nicht etwa wegfallen, sondern einfach auf Grenzkraftwerksinhaberinnen und letztlich auf die Kantone und Gemeinden verlagert werden.

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung nicht zielführend ist. Sie führt zu Unsicherheiten, Mehraufwänden und Streitigkeiten bei den Beteiligten über Finanzierung und Umfang der Sanierungsmassnahmen nach Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF und schlussendlich zu Verzögerungen bei der Umsetzung des Gesetzesauftrages zur Sanierung der Gewässer. Somit läuft sie den laufenden Bemühungen und Ziele des Bundes und der Kantone zuwider. Statt dieser Änderung, die Art. 34 EnG sowie Art. 43 WRG widerspricht und damit gar nicht in der Kompetenz des Bundesrats liegt, wäre es viel

dringender, dafür zu sorgen, dass der Netzzuschlagsfonds den zu erwartenden Kosten entsprechend gespiesen wird, damit die Sanierungen rechtzeitig und mit möglichst grossem ökologischem Nutzen umgesetzt werden können.

Aus den genannten Gründen bitten wir um die Berücksichtigung unseres Antrags.

Freundliche Grüsse



Daniel Loosli
Mitglied der Geschäftsleitung



Viktor Lir
Mitglied der Geschäftsleitung

Per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Ihr Ansprechpartner
Diego Pfammatter/mcz
Telefon
+41 (0)27 945 75 55
E-Mail
Diego.pfammatter@enalpin.ch
Datum
21.07.2025

Stellungnahme zur Vernehmlassung der Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) mit Inkrafttreten per 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur geplanten Teilrevision der Energieförderungsverordnung (EnFV) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026. Als Energieunternehmen, das mehrere Photovoltaik-Grossprojekte im alpinen Raum plant und realisiert, begrüßen wir die Bemühungen des Bundes, den Ausbau erneuerbarer Energien weiter zu fördern und die Versorgungssicherheit insbesondere im Winter zu stärken.

Im Zusammenhang mit der geplanten Einführung eines **Höchstbeitrags für die Einmalvergütung gemäss Artikel 46p Absatz 1 Buchstabe d und Artikel 46u EnFV** möchten wir jedoch auf folgende Punkte aufmerksam machen:

Fehlende Rechtssicherheit und mangelnder Investitionsschutz

Die aktuell in Entwicklung befindlichen Projekte wurden auf Basis der geltenden gesetzlichen Bestimmungen – insbesondere Artikel 71a EnG – geplant, welche eine Unterstützung von bis zu 60 % der anrechenbaren Investitionskosten vorsehen. Eine nachträgliche Begrenzung durch einen pauschalen Höchstbeitrag pro GWh Winterstrom schafft Unsicherheit und gefährdet die wirtschaftliche Tragfähigkeit bereits weit fortgeschrittener Projekte.

Fehlende gesetzliche Grundlage und nicht vorhandener parlamentarischer Wille

Die Einführung eines Höchstbeitrages pro GWh produziertem Winterstrom durch den Bundesrat findet im Energiegesetz keine explizite Grundlage. Hinzu kommt, dass ein vergleichbarer Antrag zur Einführung eines Förderdeckels im Nationalrat im Frühjahr 2025 klar abgelehnt worden ist. Diese politische Willensbekundung sollte bei der Ausgestaltung der Verordnungsstufe berücksichtigt werden.

Auswirkungen auf Projekte und Ausbauziele

Gerade im alpinen Raum sind aufgrund der topografischen und logistischen Gegebenheiten höhere Investitionen notwendig. Eine starre Deckelung der Fördermittel könnte deshalb zu Projektabbrüchen führen – und damit dem ursprünglichen Ziel, zusätzliche Winterstromkapazitäten zu schaffen, entgegenwirken. Neben der kurzfristigen Bereitstellung von dringend benötigtem Winterstrom steht auch das Sammeln erster praktischer Erfahrungen mit alpinen Photovoltaikanlagen im Vordergrund. Diese Pilotprojekte ermöglichen es, wertvolle Erkenntnisse im Bau und Betrieb dieser noch jungen Technologie zu gewinnen. Eine starre Förderdeckelung würde diesen technologischen und strategischen Erkenntnisgewinn erheblich behindern.

Antrag:

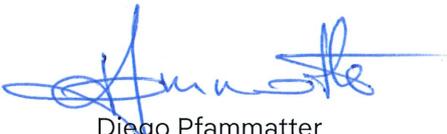
Wir beantragen, auf die Einführung eines Höchstbeitrags pro produzierter GWh Winterstrom zu verzichten bzw. auf eine projektbezogene, flexible Lösung zu setzen, die sowohl dem Prinzip der Wirtschaftlichkeit als auch dem Bedarf nach Investitionssicherheit gerecht wird. Artikel 46p Absatz 1 Buchstabe d EnFV und Artikel 46u EnFV sind ersatzlos zu streichen.

Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen für ergänzende Auskünfte oder Gespräche gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
enalpin AG



Samuel Wyer
Leiter Bereich Dienste
Stellvertretender CEO



Diego Pfammatter
Leiter Bereich Produktion

Per eMail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zuständig Claudio Deplazes
Direktwahl 079 685 85 55
E-Mail Claudio.Deplazes@energia-alpina.ch
Datum 18.07.2025

Vernehmlassung zur Änderung der Energieförderverordnung EnFV

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Energia Alpina (www.energia-alpina.ch) ist eine selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt der Gemeinde Tujetsch GR. Als lokales Energieversorgungsunternehmen hat sie die erste alpinen PV-Anlage der Schweiz, Sedrun Solar (www.sedrun-solar.ch) entwickelt.

Die Energia Alpina ist mit 50% an der im Herbst 2024 gegründeten Sedrun Solar AG beteiligt, welche zusammen mit der Firma Aventron (www.aventron.ch) die alpine PV-Anlage aktuell baut und betreiben wird. Das Projekt befindet sich in der Bauphase.

Die Bauarbeiten finden auf einer Fläche von 33 ha auf rund 2000 müM statt. Geplant sind 5'700 Modultische, welche mit einem Winteranteil von 47% eine Stromproduktion von 29 GWh/a sicherstellen. Die installierte Leistung beträgt 19 MWp.

Die Wirtschaftlichkeit sowie das Bauen im alpinen Gelände stellen grosse Herausforderungen dar. Motiviert durch den Volksentscheid im Rahmen des «Solarexpresses» sowie zusammen mit einem starken Team haben wir uns als kleiner Energieversorgungsunternehmen dieser Herausforderung gestellt. Als «Lead-Projekt» in der Schweiz stehen wir in Kontakt mit verschiedenen anderen Projektinitiatoren und -entwickler, welche unsere Erfahrungen in ihre Projekt einbringen. Diesem Austausch stellen wir uns gerne.

Aktuell stellen wir fest, dass die Diskussion der vorliegenden Verordnungsänderungen den Schwung anderer Projektentwickler bremst. Insbesondere die in Art. 46p in Verbindung mit Art. 46u EnFV vorgesehene Ergänzung um Buchstaben d erachten wir als signifikante Verschlechterung des Förderregimes für alpine PV-Anlagen.

Der Zweck der Ergänzung ist zwar nachvollziehbar, die Berechnung zur maximalen Förderung von CHF 3.5 Mio. pro GWh Winterstromproduktion erscheint rein kalkulatorisch und berücksichtigt die Herausforderungen des alpinen Bauens für Bauvorhaben, für welche keine Erfahrungswerte bestehen, in keiner Weise. Eine solche Beschränkung würde die Innovationskraft, welche die Schweizer Solar- und alpine Bauindustrie durch den «Solarexpress» entwickelt hat, spürbar bremsen. Wir brauchen in der Schweiz wieder Engineering-Kompetenz, welche unser Land in

der Industriegeschichte immer wieder ausgezeichnet hat! Mit dem Buchstaben d wird diese Innovationskraft jäh gebremst, was aus unserer Sicht in keinster Weise dem Volkswillen im Zusammenhang mit dem «Solarexpress» entspricht.

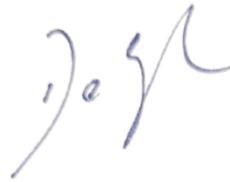
Wir beantragen aus obgenannten Gründen, den Art. 46p Buchstabe d ersatzlos zu streichen.

Wir bedanken uns herzlich für die Berücksichtigung unseres Anliegens und stehen für eine Vertiefung der Diskussion jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Claudio Deplazes
Präsident des Verwaltungsrates



Geschäftsführer

Energie du Jura S.A
Avenir 23
2800 Delémont

Objet : Réaction à la modification des ordonnances dans le domaine de l'énergie – importance du potentiel hydraulique pour le Jura

Madame, Monsieur,

Dans le cadre de la procédure de consultation relative aux modifications d'ordonnances dans le domaine de l'énergie entrant en vigueur le 1er janvier 2026, nous vous remercions de nous donner la possibilité de nous exprimer et souhaitons vous faire part des remarques suivantes au nom d'Énergie du Jura.

Mission cantonale et rôle des énergies renouvelables

Énergie du Jura a pour mission, confiée par la République et Canton du Jura, de favoriser le développement et l'utilisation des énergies renouvelables dans notre canton. Cet objectif fait partie intégrante de la stratégie énergétique jurassienne et vise à contribuer à la sécurité d'approvisionnement et à la transition énergétique, tout en impliquant les acteurs locaux et en soutenant l'économie régionale.

Dans ce cadre, la valorisation de la force hydraulique, bien que le potentiel soit plus limité que ce qui avait pu être envisagé par le passé, reste indispensable. Comme le rappelait un article de la Radio Fréquence Jura en 2017 (« Un pas supplémentaire vers l'énergie hydraulique »), des projets concrets existent dans la région et méritent d'être soutenus et réalisés, en tenant compte des réalités techniques et économiques locales. Ces projets, souvent de taille modeste, constituent pourtant une composante non négligeable d'un mix énergétique diversifié et décentralisé.

Freins réglementaires pour les petits projets hydrauliques

Nous constatons cependant que certaines dispositions des ordonnances proposées risquent de compromettre la réalisation de ces projets. En particulier :

- La limite inférieure de puissance installée fixée par la loi (1 MW ou 300 kW) exclut pratiquement d'emblée de nombreux projets jurassiens, qui restent en dessous de ces seuils, mais qui représentent néanmoins une production utile pour la commune et la collectivité.
- La règle prévoyant que la remise en service d'une installation ne peut bénéficier de soutien que si l'arrêt remonte à moins de 30 ans est particulièrement problématique. Dans le Jura, comme dans d'autres cantons, le potentiel résiduel se trouve précisément sur des sites où l'exploitation a cessé il y a plus longtemps, bien que des infrastructures soient encore partiellement en place. Restreindre ces projets revient à nier un potentiel pourtant réel.

- L'interdiction implicite d'exploiter davantage que la « quantité nécessaire à l'usage principal » dans le cas des installations d'exploitation accessoire (par exemple eau potable + électricité) est contre-productive. Ces installations hybrides permettent des synergies économiques et environnementales sans conséquences écologiques majeures.

L'hydraulique : une production locale à ne pas sous-estimer

La production hydroélectrique, même de petite taille, présente de nombreux atouts qu'il ne faut pas négliger :

- Elle contribue à la production hivernale, essentielle pour la sécurité d'approvisionnement.
- Elle favorise l'émergence de communautés électriques locales et renforce l'acceptabilité des projets dans la population.
- Elle utilise des infrastructures partiellement existantes et optimise ainsi l'usage des ressources.

Nous vous prions donc instamment de revoir les seuils et conditions proposés pour permettre aussi aux cantons et communes avec un potentiel plus modeste de réaliser des projets hydroélectriques, en particulier en :

- abaissant les seuils de puissance donnant droit à soutien,
- assouplissant les conditions pour la remise en service d'installations arrêtées depuis plus de 30 ans,

Ces ajustements sont nécessaires pour que la force hydraulique continue à jouer son rôle dans le mix énergétique jurassien.

Nous restons à votre disposition pour tout échange ou précision supplémentaire et vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos salutations distinguées.

Énergie du Jura SA
Alain Chappatte



GS/UVEK
19. Juni 2025
Nr.

UVEK
Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation
3003 Bern

Geschäftsleitung

A. Kollegger/SSt

Davos, 16. Juni 2025

Stellungnahme zur Vernehmlassung Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur der im Titel erwähnten Vernehmlassung.

Als EWD Elektrizitätswerk Davos AG sehen wir uns veranlasst, die Vorlage in Ihrer jetzigen Form kritisch zu beurteilen. Aus unserer Sicht ist insbesondere die geplante Änderung des **Art. 46u der Energieförderverordnung** äusserst kritisch zu würdigen. Sie würde dazu führen, dass als Konsequenz dieser Verordnungsänderung das alpine Solarprojekt „Parsenn Solar“ mit einer Leistung von 8 MW und einer erwarteten Produktion von 12 GWh, davon ein namhafter Teil im Winter, nicht gebaut würde.

Wir ersuchen das UVEK eindringlich, von dieser Verordnungsänderung abzusehen und begründen unsere Haltung wie folgt:

Das Projekt

ParsennSolar ist ein alpines Photovoltaik-Grossanlagenprojekt in Davos, welches jährlich mindestens 12.1 GWh Solarstrom produzieren würde, davon 4.8 GWh im Winterhalbjahr. ParsennSolar leistet damit einen Beitrag zur sicheren Stromversorgung im Winter. Die Projektträgerschaft setzt sich bis zum Erhalt der Baubewilligung aus EWD AG, iwv, ewb und Energie Thun AG zusammen.

Projektüberblick und -historie

Unabhängig von den Bestrebungen der eidgenössischen Politik wurde in Davos bereits im Jahr 2012 die Realisierung eines hochalpinen Photovoltaikprojekts geprüft. Zu Forschungszwecken wurde in den Folgejahren eine Testanlage in Zusammenarbeit mit dem WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung SLF und der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) installiert. Auswertungsberichte über fünf Jahre Testphase liegen vor.

Mit der Änderung des Energiegesetzes im Herbst 2022 wurde die Projektidee konkretisiert und die PV-Anlage gemäss den Anforderungen des EnG Art. 71a ausgearbeitet. Dabei wurde bewusst ein bereits vorbelasteter, gut erschlossener Standort selektiert und auf eine möglichst geringe Zusatzbelastung bei der Planung geachtet. Der Standort Totalp ist wie kaum ein anderer Standort in Graubünden und in der Schweiz bestens geeignet, eine alpine Photovoltaikanlage ertragreich, aber auch umweltschonend umzusetzen.

Auch politisch geniesst das Projekt ParsennSolar grosse Zustimmung: Die Gemeinde Davos stuft die Bedeutung des erarbeiteten Projekts für die Tourismusregion als hoch ein und begrüsste im Vorfeld der Gemeindeabstimmung die entstehenden Arbeitsplätze sowie den lokal nachhaltig produzierten Strom. Bei der Gemeindeversammlung wurde das Projekt im Dezember 2023 von der Davoser Stimmbevölkerung mit 75% angenommen.

Die Baubewilligungsunterlagen wurden nach der Gemeindeabstimmung Ende 2023 erstmals und nach vertiefter Überarbeitung im März 2025 erneut eingereicht. Aufgrund der erwarteten Baubewilligungserteilung im Sommer 2025 ist eine Realisierung von 10% der PV-Anlage bis Ende 2025 nicht möglich. Die Projektträgerschaft begrüsst deshalb die im März 2025 vom Parlament beschlossene Verlängerung des Solarexpresses, welche die Realisierung weiterer alpiner Solaranlagen ermöglicht.

Förderobergrenze schafft weitere Planungsunsicherheit

Der 2022 verabschiedete Solarexpress initiierte eine Reihe von Projekten, welche – jedes für sich – Pionierarbeit leistet. Es existierten keine Erfahrungswerte mit der Errichtung von Photovoltaikanlagen im Hochgebirge. Dass das Parlament beschloss, solche Projekte zu fördern hatte einen Grund: Die Schweiz produziert zu wenig Strom im Winter. An dieser Ausgangslage hat sich nichts geändert. Bundesrat Rösli sagte selbst in der Beratung im Ständerat in der Wintersession 2024 in Bezug auf alpine Solaranlagen: "Auch wenn es wenige sind, am Schluss ist jedes Kilowatt in der Schweiz wichtig, insbesondere was die Winterstromproduktion anbelangt".¹ Diese Verordnungsänderung würde eine Abkehr von dieser Haltung darstellen, ohne dass die äusseren Umstände sich verändert hätten.

Dieses Vorgehen verursacht grosse Planungsunsicherheit für die Projektpartner. Erst im März wurde der Solarexpress verlängert. Nun soll diese Verlängerung zu einem Preis kommen, den sich gemäss unserer Information ein substanzieller Anteil aller noch laufenden Projekte nicht leisten können. Damit werden «die Spielregeln während des Spiels» geändert, was das Vertrauen in die Fördermechanismen des Bundes beeinträchtigt. Störend dabei ist nicht zuletzt, dass der Bund die Verantwortung für die Versorgungssicherheit bei der Branche verortet, es jedoch nicht vermag für stabile Rahmenbedingungen zu sorgen. Dies ist besonders bedauernswert, da ParsennSolar wie erwähnt eine hohe politische Zustimmung geniesst. Anders als andere Projekte des Solarexpress erfuhr ParsennSolar ausserdem keine Einsprachen vonseiten Privatpersonen oder Umweltschutzverbänden.

Auswirkungen Förderobergrenze

Die Wirtschaftlichkeit alpiner Grosssolaranlagen ist herausfordernd. Bei geschätzten anrechenbaren Investitionskosten in der Höhe von circa CHF 40 Mio. für die 8.9 MWp grosse PV-Anlage ParsennSolar liegen die Stromgestehungskosten auch mit einer Förderung von 60% deutlich über dem Marktpreis. Die vom UVEK vorgeschlagene Förderobergrenze (Höchstbeitrag) von CHF 3.5 Mio. pro GWh Nettoproduktion im Winterhalbjahr hätte im Fall von ParsennSolar einer Förderreduktion von CHF 7.13 Mio. zur Folge. Der damit einhergehende Anstieg der Stromgestehungskosten übersteigt sowohl den Handlungsspielraum der Projektträgerschaft als

¹ [23.051 | Energiegesetz. Änderung \(Beschleunigungserlass\) | Amtliches Bulletin | Das Schweizer Parlament](#), 12. Mai 2025.



auch allfälliger zukünftiger Investoren. Die Realisierung des Projekts würde daher trotz hoher Zustimmung aus der lokalen Bevölkerung und grossem Interesse der Standortgemeinde Davos aus wirtschaftlichen Gründen verunmöglicht.

Zusammenfassend: ParsennSolar würde als Konsequenz dieser Verordnungsänderung nicht gebaut. Es wird nicht das einzige Projekt des Solarexpress sein, welches nicht zustande kommen wird. Von einer einst angesetzten Obergrenze der geförderten Strommenge von 2 TWh sind wir bereits weit entfernt. An der Winterstromlücke der Schweiz wird sich derweil nichts ändern.

Wir ersuchen das UVEK eindringlich, von dieser Verordnungsänderung abzusehen.

Für erläuternde Auskünfte stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

EWD
Elektrizitätswerk Davos AG

Andy Kollegger
Vorsitzender der
Geschäftsleitung

Claude Schwyer
Stv. Vorsitzender der
Geschäftsleitung



Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la
communication - DETEC

Par courriel
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Sion, le 27 juin 2025

Prise de position de FMV SA dans le cadre de la consultation relative à la révision de l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER)

Madame, Monsieur,

Par la présente, FMV SA, entreprise active notamment dans la production d'énergie indigène et renouvelable et développant d'importants projets dans ce domaine, en particulier hydroélectriques et photovoltaïques alpins, tient à vous remercier pour l'opportunité de participer à la consultation relative à la révision de l'OEnER.

Nous saluons l'approche générale de cette révision, qui vise à renforcer la sécurité d'approvisionnement tout en poursuivant les objectifs de transition énergétique. La production d'énergie électrique en hiver constitue une préoccupation que nous partageons. Nous nous engageons en ce sens avec tous nos projets.

Toutefois, certaines modifications nous apparaissent contre-productives et de nature à décourager les importants efforts déjà consentis dans le développement de projets ambitieux et innovants, tels que ceux conduits par FMV SA en Valais. À cet égard, FMV SA souhaite donc réagir de manière explicite à la proposition d'introduire un nouvel article 46u fixant un plafonnement de la contribution.

Opposition à l'introduction de l'article 46u et demande de suppression

Nous nous opposons à l'introduction d'un plafond absolu de 3,5 millions de francs pour les installations photovoltaïques alpines et demandons la suppression de l'article 46u. Cette mesure constitue une modification unilatérale et rétroactive des conditions-cadres, portant atteinte à la sécurité des investissements et à la planification des projets encore en phase de développement.

Les projets photovoltaïques alpins – que nous considérons comme pionniers et résolument tournés vers l'avenir – doivent déjà faire face à des défis importants dans le cadre du régime actuel. La complexité technique des sites, les délais de planification et d'autorisation, ainsi que les investissements de plusieurs millions de francs nécessaires à la mise en œuvre, exigent des signaux clairs et stables de la part des pouvoirs publics.

Les décisions récentes du Parlement fédéral, notamment le prolongement du régime du Solar Express adopté en mars dernier, nous ont encouragé à poursuivre activement nos projets. Nous avons engagé des moyens substantiels en confiance, dans une optique de continuité du régime d'encouragement.

Une réduction significative du soutien potentiel, comme le prévoit l'article 46u, compromettrait la viabilité économique de nombreux projets. Cela serait d'autant plus incompréhensible que la réglementation en vigueur prévoit déjà une limitation fondée sur les coûts effectifs, évitant ainsi le risque d'un soutien disproportionné.

Caractère arbitraire et fondement discutable du plafond proposé

Le calcul du montant maximal soulève également des questions fondamentales. Il repose sur une référence aux contributions d'encouragement actuellement octroyées en moyenne aux installations photovoltaïques par mise aux enchères, alors même que ces dernières concernent des profils de production non comparables. Les installations photovoltaïques alpines visent avant tout une production hivernale ciblée – en particulier durant les mois de novembre à février – et ne peuvent être assimilées à des installations en plaine ou destinées à l'autoconsommation. De surcroît, une large part des aides versées actuellement l'est à destination de petites installations, dans un cadre totalement distinct.

Prime de marché flottante et logique d'enchères

FMV SA considère l'introduction d'une *prime de marché flottante* comme instrument de soutien aux énergies renouvelables, applicable à partir de 2026 également aux installations photovoltaïques, comme un élément central. Une telle évolution représente un tournant important, visant à compenser l'écart entre les coûts de production et le prix du marché pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Nous reconnaissons une approche visant à améliorer l'efficacité du soutien public tout en favorisant l'intégration progressive des énergies renouvelables au marché. Pour les installations photovoltaïques alpines, souvent caractérisées par des coûts spécifiques élevés et des conditions d'accès au marché plus complexes, la prime de marché flottante ne pourra remplir son rôle de manière efficace que si elle est couplée à une conception d'appel d'offres tenant compte des spécificités technico-économiques de ces projets. Le succès repose donc sur la définition transparente, prévisible et technologiquement différenciée des critères des enchères. À ce titre, FMV SA recommande une ventilation distincte entre technologies, notamment pour les grandes installations solaires alpines. Les appels d'offres pour les énergies renouvelables doivent être des procédures concurrentielles dans lesquelles les producteurs soumettent leurs projets afin d'obtenir une aide pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Conclusion

Pour les raisons exposées ci-dessus, FMV SA suggère la suppression de l'article 46u de la version modifiée de l'OEnER. Ce seuil arbitraire nuit à la réalisation d'objectifs pourtant partagés : accroître la production hivernale indigène et accélérer la transition énergétique dans des conditions économiquement viables.

FMV SA renouvelle son attachement à un cadre réglementaire cohérent, prévisible et en adéquation avec les enjeux techniques et financiers des projets énergétiques alpins. FMV SA continuera à s'engager résolument dans la production d'une énergie indigène et renouvelable, en comptant sur un cadre législatif lui permettant de le faire sereinement.

Tout en vous remerciant de l'attention que vous porterez à cette lettre, nous vous présentons, Madame, Monsieur, nos meilleures salutations.


Stéphane Maret
Directeur général

FMV SA


Raoul Albrecht
Directeur Production

Birsfelden, 23. Juni 2025 / Jä



Bundesamt für Energie (BFE)
3003 Bern
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Vernehmlassung zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV)

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns im Rahmen der «Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025» zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV) zu äussern. Die Kraftwerk Birsfelden AG (KWB) betreibt das letzte Schweizerische Grenzkraftwerk am Hochrhein bei Basel und ist Mitglied beim Verband Aare-Rheinwerke (VAR). Unsere Stellungnahme basiert vollumfänglich auf dem Schreiben des VAR und deckt sich mit deren Argumenten.

Die Anpassung der Ziffer 3.2 Bst. e im Anhang 3 zur EnV lehnen wir aus verschiedenen Gründen klar ab. Im Folgenden legen wir Ihnen unsere Argumente dar.

Änderung ist rechtsstaatlich und staatspolitisch fragwürdig

Mit der vorgeschlagenen Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», wonach die Erstattung der vollständigen Kosten der Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 Energiegesetz (EnG) auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Im erläuternden Bericht wird argumentiert, dass der Bundesrat gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG dazu ermächtigt ist zu konkretisieren, welche Kosten nach Art. 34 EnG anrechenbar sind. Da sich diese vermeintliche Konkretisierung jedoch nicht im Rahmen des übergeordneten Gesetzes bewegt, handelt der Bundesrat aus unserer Sicht widerrechtlich, wenn er versucht, Gesetzesrecht durch eine Verordnungsanpassung abzuändern. Er verstösst damit gleich doppelt gegen fundamentale rechtsstaatliche Prinzipien. Erstens, indem er mit einer Verordnungsänderung das vom Parlament erlassene Gesetzesrecht aushebelt. Zweitens, indem er ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgehen will, ohne eine dafür nötige Gesetzesrevision anzustossen. Last but not least widerspricht die Verordnungsänderung Art. 43 Abs. 1 des Wasserrechtsgesetzes (WRG), wonach eine Konzession dem Konzessionär ein wohlverworbenes Recht auf die Nutzung eines Gewässers gewährt. Denn durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würden Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlverworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Unzulässige Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Durch die Änderung würden Kraftwerke zukünftig nicht mehr gleichbehandelt. Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a Subventionsgesetz (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Gesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung, wogegen bei Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da gemäss Art. 34 EnG die vollständigen Kosten unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden müssen, genügt eine konkretisierende Verordnungsänderung als gesetzliche Grundlage für diese Ungleichbehandlung nicht. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst angezeigt.

Zweitens würden mit der neuen Regelung Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obwohl es keine triftigen Gründe dafür gibt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird. Eine Ungleichbehandlung ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar.

Gewässersysteme müssen gesamtheitlich betrachtet werden

Sanierungen dienen dem ökologischen aber auch dem öffentlichen Wohl, da naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen daher nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt zugute, sondern dem Gewässersystem als Ganzes. Indem Fischaufstiegshilfen am Hochrhein beispielsweise die Wanderung der Fische in die Systeme der Aare, Reuss, Limmat und der Thur ermöglichen, haben sie einen sehr direkten positiven Einfluss auf rein schweizerische Gewässer. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können nur ihren vollen Nutzen entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Die Sanierung dieser wichtigen Gewässerabschnitte wird jedoch durch die vorgeschlagene Änderung akut gefährdet und ist weder im Interesse der Kraftwerksbetreiber, der Natur und der Gesellschaft.

Finanzielle Zusatzbelastung für Standortkantone der Grenzkraftwerke

Die Beschränkung auf den schweizerischen Hoheitsanteil würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die Änderung CHF 200 Mio. einsparen. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksinhaberinnen. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Eine Kostentragung des Nachbarstaates gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde voraussetzen, dass der Nachbarstaat gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte. Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Werden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, führt dies dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten nicht oder nur minimal umgesetzt werden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund verschiedener Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies kann je nach Konstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden von den heimfallberechtigten Gemeinwesen getragen.

Negative Auswirkungen auf die Umwelt

Laut dem erläuternden Bericht soll die Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Sanierungspflicht und die zur Verfügung stehenden Mittel unverändert bleiben. Diese Beurteilung greift aus Sicht der KWB zu kurz. Wie zuvor bereits dargelegt, würde die Sanierung von Grenzgewässern aufgrund von Diskussionen zwischen Stakeholdern jahrelang verzögert. Für Aale und Lachse hätte dies beispielsweise einschneidende Folgen, da ihre freie Wanderung durch die fehlende Sanierung auch zukünftig nicht gewährleistet wäre. Denkbar ist zudem, dass als Folge der finanziellen Situation nur noch Massnahmen mit den niedrigsten Kostenfolgen, jedoch nicht unbedingt diejenigen mit dem grössten ökologischen Potenzial angeordnet würden. Der ökologische Nutzen der Sanierungen würde insgesamt abnehmen, wovon nicht nur die grossen Grenzflüsse, sondern auch die rein schweizerischen Gewässer negativ betroffen wären.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Änderung die nationalen und kantonalen Ziele und laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Gewässer torpedieren würde.

Für die Berücksichtigung unserer Argumente bedanken wir uns im Voraus herzlich.

Mit freundlichen Grüssen
Kraftwerk Birsfelden AG

Kaspar Sutter



Verwaltungsratspräsident

Sascha Jäger



Direktor

Per E-Mail

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Kontakt Nadia Semadeni, Abteilungsleiterin Umwelt
E-Mail Nadia.semadeni@axpo.com
Direktwahl T +41 56 200 38 41
Datum 08. Juli 2025

Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. E Anhang 3 Energieverordnung (EnV)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 wurde die Vernehmlassung für die Änderungen der Energieverordnung eröffnet, laut der künftig die gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (EnG) zu erstattenden Kosten von Sanierungsmassnahmen nach den Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF bei Grenzwasserkraftanlagen um den nichtschweizerischen Hoheitsanteil gekürzt werden sollen. Mit der Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», in dem dieses zum Schluss gekommen ist, dass die Erstattung der vollständigen Kosten der Massnahmen gemäss Art. 34 EnG, auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasse (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023).

Antrag:

Die geplante Änderung sei ersatzlos zu streichen.

Begründung:

Geplante Änderung widerspricht übergeordnetem Recht

Im erläuternden Bericht macht das UVEK geltend, der Bundesrat sei gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar seien. Dies ist nur soweit zutreffend, als dass sich die Konkretisierung im vom übergeordneten Gesetzesrecht vorgegebenen Rahmen bewegt. Der Bundesrat hat jedoch nicht die Kompetenz, durch eine vermeintliche Konkretisierung übergeordnetes Gesetzesrecht durch Verordnung abzuändern.

In Bezug auf die Auslegung des Art. 34 EnG, auf den sich Anhang 3 der EnV bezieht, kommt das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt (...), dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehauhalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung des Anhang 3 der EnV dieser Auslegung des Art. 34 EnG widerspricht. Damit bewegt sich diese Änderung ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Gesetzesrechts. Die vermeintliche Konkretisierung ist demnach widerrechtlich.

Insofern ist die geplante Änderung rechtsstaatlich bedenklich, da damit auf zweifache Weise gegen die Gewaltenteilung verstossen würde: Erstens, indem mittels einer Verordnungsänderung der im übergeordneten Gesetzesrecht verankerte Wille des Gesetzgebers ausgehebelt werden soll, und zweitens, indem ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgangen werden soll.

Neben dem EnG, das sie zu konkretisieren vorgibt, widerspricht die geplante Änderung auch dem Wasserrechtsgesetz (WRG). Laut Art. 43 Abs. 1 WRG verschafft eine Konzession dem Konzessionär ein wohlverworbenes Recht. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohlverworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. In dieses Recht darf nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung eingegriffen werden (Art. 43 Abs. 2 WRG), was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt werden sollte. Durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würde Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlverworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Geplante Änderung führt zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Abgesehen davon, dass die geplante Änderung gegen übergeordnetes Gesetzesrecht verstösst, würde sie in zweierlei Hinsicht zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken führen:

Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a des Subventionengesetzes (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung der Kosten, wogegen bei solchen Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da nach dem Willen des Gesetzgebers gestützt auf Art. 34 EnG die vollständigen Kosten der Massnahmen unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden sollen (Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates vom 12. August 2009, BBl 2008, 8043 ff., S. 8065 f.), vermöchte eine das Gesetz lediglich konkretisierende Verordnung als gesetzliche Grundlage für eine solche Ungleichbehandlung sicherlich nicht zu genügen. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst von Nöten.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obschon dafür keine triftigen Gründe gegeben sind. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlverworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird (Urteil des Bundesgerichts 2C_116/2022, E. 6.3.3). Solche Eingriffe sind grundsätzlich nur soweit zulässig, als dass sie aus Gründen des öffentlichen Wohls geschehen und voll entschädigt werden (Art. 43 Abs. 2 WRG). Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem, indem zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur ermöglichen und damit sehr direkt rein schweizerischen Gewässern dienen. Die an den Schweizer Mittel- und Niederlandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, stammt von Schweizer Gewässern, womit der «Wanderkorridor Hochrhein» primär den Schweizerischen Fliessgewässern zu Gute kommt. Im Gegensatz dazu

münden nur ein paar wenige kleine und mittelgrosse Gewässer aus Deutschland in den Hochrhein. Mit anderen Worten dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der im erläuternden Bericht gezogene Vergleich zu einer Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil (Art. 48 Abs. 6 Energieförderungsverordnung, EnFV) ist zudem nicht einschlägig, da es um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte geht:

Investitionsbeiträge sind Finanzhilfen, sprich Subventionen für eine selbstgewählte Aufgabe (Art. 3 Abs. 1 SuG). Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, auch zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Wie oben dargelegt sind Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen gesetzlich verpflichtet Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht gefallen zu lassen, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlerworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 6.3.3).

Kostenfolgen für die Standortkantone von Grenzkraftwerken

Die geplante Änderung der EnV würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die geplante Änderung 200 Mio. CHF einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Wie weiter oben dargelegt bedeutet die Anordnung von Sanierungsmassnahmen grundsätzlich einen Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberin. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksinhaberin. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone, in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, wie dies im erläuternden Bericht steht (Ziff. 3), trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Laut Bundesgericht liegt es vielmehr «an der Schweiz sich zur Verlegung der Kosten, die sie gegebenenfalls im Umfang des deutschen Hoheitsanteils trägt, an die zuständigen deutschen Behörden zu wenden» (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 5.2.2). Eine Kostentragung des Nachbarstaates direkt gegenüber der Kraftwerkinhaberin würde sodann voraussetzen, dass der Nachbarstaat seinerseits und gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 7.2). Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Würden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, würde dies dazu führen, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten, betroffen wären namentlich die Bergkantone Graubünden, Tessin und Wallis sowie die Grenzkantone am Hochrhein, am Doubs und an der Rhone.

Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Laut dem erläuternden Bericht würde die geplante Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Verpflichtung zur Sanierung und die dafür zur Verfügung stehenden Mittel unverändert blieben (Ziff. 4).

Diese Beurteilung greift zu kurz. Wie weiter oben dargelegt, würde die geplante Änderung dazu führen, dass Sanierungen von Grenzgewässern, mit denen diese ökologisch aufgewertet und insbesondere für Fische wie Aal und Lachs wieder durchgängig gemacht werden sollen, aufgrund von Diskussionen zwischen Kraftwerksgesellschaft, Kanton, Bund und Anrainerstaat über den Umfang und die Finanzierung der Massnahmen jahrelang oder sogar mehrere Jahrzehnte lang verzögert werden. Dass sich komplexe Sanierungsprojekte bei unklarer Finanzierung Jahrzehnte lang verzögern können, zeigt die Restwasser-sanierung, die seit Inkrafttreten des GSchG 1991 gesetzlich vorgeschrieben ist, an einzelnen Kraftwerken jedoch immer noch nicht umgesetzt wurde. Es ist auch möglich, dass nur noch Massnahmen angeordnet werden könnten, die für die Kraftwerksinhaberinnen die tiefsten Kostenfolgen zeitigen, da weitergehende Massnahmen unverhältnismässig wären. D.h. es muss davon ausgegangen werden, dass der ökologische Nutzen der Sanierungen abnehmen würde, wobei davon nicht nur die grossen Grenzflüsse betroffen wären, sondern eben auch die rein schweizerischen Gewässer, da diese ebenso von der Sanierung der Grenzflüsse profitieren. Die geplante Änderung würde demnach die laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Flüsse und damit die Ziele des Bundes und der Kantone konterkarieren.

Da ein verbesserter ökologischer Zustand der Schweizer Flüsse auch einen wirtschaftlichen Nutzen hat (z.B. Fischerei), sowie für die Gesellschaft von Bedeutung ist (z.B. Erholungswert der Gewässer), hat die Änderung zwangsläufig auch negative Auswirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft.

Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Im erläuternden Bericht wird festgehalten, die geplante Änderung sei konform mit den Verpflichtungen der Schweiz im Rahmen des Übereinkommens zum Schutz des Rheins (SR 0.814.284). Begründet wird dies nicht. Es handelt sich um eine Behauptung, die angesichts der oben beschriebenen Auswirkungen der geplanten Änderung auf die Umwelt, die insbesondere auch den Rhein betreffen, nicht haltbar ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Schweiz ihren Verpflichtungen aus dem Übereinkommen nicht rechtzeitig nachkommen können.

Aufstockung des Netzzuschlagsfonds statt rechtsstaatlich fragwürdiger Verordnungsänderung

Laut einem Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK-23303) reichen die für die Sanierung gemäss Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF vorgesehenen Gelder im Netzzuschlagsfonds bei Weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Mrd. CHF sind nach heutigem Wissen mehrere Mrd. CHF erforderlich (Bericht EFK-23303, S. 27). Es fehlen demnach Mittel in erheblicher Höhe im Netzzuschlagsfonds. Mit der nun geplanten Änderung wird dieser laut Angaben im erläuternden Bericht um gerade mal 200 Mio. CHF entlastet, wobei die Kosten nicht etwa wegfallen, sondern einfach auf Grenzkraftwerksinhaberinnen und letztlich auf die Kantone und Gemeinden verlagert werden.

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung nicht zielführend ist. Sie führt zu Unsicherheiten, Mehraufwänden und Streitigkeiten bei den Beteiligten über Finanzierung und Umfang der Sanierungsmassnahmen nach Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF und schlussendlich zu Verzögerungen bei der Umsetzung des Gesetzesauftrages zur Sanierung der Gewässer. Somit läuft sie den laufenden Bemühungen und Ziele des Bundes und der Kantone zuwider. Statt dieser Änderung, die Art. 34 EnG sowie Art. 43 WRG widerspricht und damit gar nicht in der Kompetenz des Bundesrats liegt, wäre es viel dringender, dafür zu sorgen, dass der Netzzuschlagsfonds den zu erwartenden Kosten entsprechend gespiesen wird, damit die Sanierungen rechtzeitig und mit möglichst grossem ökologischem Nutzen umgesetzt werden können.

Aus den genannten Gründen bitten wir um die Berücksichtigung unseres Antrags.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'H. Zehnder', written in a cursive style.

Hans-Peter Zehnder
Mitglied der Geschäftsleitung

A long, sweeping handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M. Schärli', written in a cursive style.

Michael Schärli
Mitglied der Geschäftsleitung

Kraftwerk Eglisau-Glattfelden AG
Postfach Axpo | 5401 Baden | Switzerland

Per E-Mail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Kontakt Nadia Semadeni, Abteilungsleiterin Umwelt
E-Mail Nadia.semadeni@axpo.com
Direktwahl T +41 56 200 38 41
Datum 08. Juli 2025

Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. E Anhang 3 Energieverordnung (EnV)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 wurde die Vernehmlassung für die Änderungen der Energieverordnung eröffnet, laut der künftig die gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (EnG) zu erstattenden Kosten von Sanierungsmassnahmen nach den Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF bei Grenzwasserkraftanlagen um den nichtschweizerischen Hoheitsanteil gekürzt werden sollen. Mit der Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», in dem dieses zum Schluss gekommen ist, dass die Erstattung der vollständigen Kosten der Massnahmen gemäss Art. 34 EnG, auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasse (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023).

Antrag:

Die geplante Änderung sei ersatzlos zu streichen.

Begründung:

Geplante Änderung widerspricht übergeordnetem Recht

Im erläuternden Bericht macht das UVEK geltend, der Bundesrat sei gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar seien. Dies ist nur soweit zutreffend, als dass sich die Konkretisierung im vom übergeordneten Gesetzesrecht vorgegebenen Rahmen bewegt. Der Bundesrat hat jedoch nicht die Kompetenz, durch eine vermeintliche Konkretisierung übergeordnetes Gesetzesrecht durch Verordnung abzuändern.

In Bezug auf die Auslegung des Art. 34 EnG, auf den sich Anhang 3 der EnV bezieht, kommt das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt (...), dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaltungs und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung des Anhang 3 der EnV dieser Auslegung des Art. 34 EnG widerspricht. Damit bewegt sich diese Änderung ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Gesetzesrechts. Die vermeintliche Konkretisierung ist demnach widerrechtlich.

Insofern ist die geplante Änderung rechtsstaatlich bedenklich, da damit auf zweifache Weise gegen die Gewaltenteilung verstossen würde: Erstens, indem mittels einer Verordnungsänderung der im übergeordneten Gesetzesrecht verankerte Wille des Gesetzgebers ausgehebelt werden soll, und zweitens, indem ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgangen werden soll.

Neben dem EnG, das sie zu konkretisieren vorgibt, widerspricht die geplante Änderung auch dem Wasserrechtsgesetz (WRG). Laut Art. 43 Abs. 1 WRG verschafft eine Konzession dem Konzessionär ein wohlerworbenes Recht. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohlerworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. In dieses Recht darf nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung eingegriffen werden (Art. 43 Abs. 2 WRG), was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt werden sollte. Durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würde Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Geplante Änderung führt zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Abgesehen davon, dass die geplante Änderung gegen übergeordnetes Gesetzesrecht verstösst, würde sie in zweierlei Hinsicht zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken führen:

Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a des Subventionsgesetzes (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung der Kosten, wogegen bei solchen Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da nach dem Willen des Gesetzgebers gestützt auf Art. 34 EnG die vollständigen Kosten der Massnahmen unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden sollen (Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates vom 12. August 2009, BBI 2008, 8043 ff., S. 8065 f.), vermöchte eine das Gesetz lediglich konkretisierende Verordnung als gesetzliche Grundlage für eine solche Ungleichbehandlung sicherlich nicht zu genügen. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst von Nöten.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obschon dafür keine triftigen Gründe gegeben sind. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird (Urteil des Bundesgerichts 2C_116/2022, E. 6.3.3). Solche Eingriffe sind grundsätzlich nur soweit zulässig, als dass sie aus Gründen des öffentlichen Wohls geschehen und voll entschädigt werden (Art. 43 Abs. 2 WRG). Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem, indem zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur ermöglichen und damit sehr direkt rein schweizerischen Gewässern dienen. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, stammt von Schweizer Gewässern, womit der «Wanderkorridor Hochrhein» primär den Schweizerischen Fliessgewässern zu Gute kommt. Im Gegensatz dazu münden nur ein paar wenige kleine und mittelgrosse Gewässer aus Deutschland in den Hochrhein. Mit anderen Worten dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgolgten würden.

Der im erläuternden Bericht gezogene Vergleich zu einer Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil (Art. 48 Abs. 6 Energieförderungsverordnung, EnFV) ist zudem nicht einschlägig, da es um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte geht:

Investitionsbeiträge sind Finanzhilfen, sprich Subventionen für eine selbstgewählte Aufgabe (Art. 3 Abs. 1 SuG). Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, auch zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Wie oben dargelegt sind Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen gesetzlich verpflichtet Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht gefallen zu lassen, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlerworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 6.3.3).

Kostenfolgen für die Standortkantone von Grenzkraftwerken

Die geplante Änderung der EnV würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die geplante Änderung 200 Mio. CHF einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Wie weiter oben dargelegt bedeutet die Anordnung von Sanierungsmassnahmen grundsätzlich einen Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberin. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksinhaberin. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone, in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, wie dies im erläuternden Bericht steht (Ziff. 3), trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Laut Bundesgericht liegt es vielmehr «an der Schweiz sich zur Verlegung der Kosten, die sie gegebenenfalls im Umfang des deutschen Hoheitsanteils trägt, an die zuständigen deutschen Behörden zu wenden» (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 5.2.2). Eine Kostentragung des Nachbarstaates direkt gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde sodann voraussetzen, dass der Nachbarstaat seinerseits und gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 7.2). Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Würden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, würde dies dazu führen, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten, betroffen wären namentlich die Bergkantone Graubünden, Tessin und Valais sowie die Grenzkantone am Hochrhein, am Doubs und an der Rhone.

Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Laut dem erläuternden Bericht würde die geplante Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Verpflichtung zur Sanierung und die dafür zur Verfügung stehenden Mittel unverändert blieben (Ziff. 4).

Diese Beurteilung greift zu kurz. Wie weiter oben dargelegt, würde die geplante Änderung dazu führen, dass Sanierungen von Grenzgewässern, mit denen diese ökologisch aufgewertet und insbesondere für Fische wie Aal und Lachs wieder durchgängig gemacht werden sollen, aufgrund von Diskussionen zwischen Kraftwerksgesellschaft, Kanton, Bund und Anrainerstaat über den Umfang und die Finanzierung der Massnahmen jahrelang oder sogar mehrere Jahrzehnte lang verzögert werden. Dass sich komplexe Sanierungsprojekte bei unklarer Finanzierung Jahrzehnte lang verzögern können, zeigt die Restwassersanierung, die seit Inkrafttreten des GSchG 1991 gesetzlich vorgeschrieben ist, an einzelnen Kraftwerken jedoch immer noch nicht umgesetzt wurde. Es ist auch möglich, dass nur noch Massnahmen angeordnet werden

könnten, die für die Kraftwerksinhaberinnen die tiefsten Kostenfolgen zeitigen, da weitergehende Massnahmen unverhältnismässig wären. D.h. es muss davon ausgegangen werden, dass der ökologische Nutzen der Sanierungen abnehmen würde, wobei davon nicht nur die grossen Grenzflüsse betroffen wären, sondern eben auch die rein schweizerischen Gewässer, da diese ebenso von der Sanierung der Grenzflüsse profitieren. Die geplante Änderung würde demnach die laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Flüsse und damit die Ziele des Bundes und der Kantone konterkarieren.

Da ein verbesserter ökologischer Zustand der Schweizer Flüsse auch einen wirtschaftlichen Nutzen hat (z.B. Fischerei), sowie für die Gesellschaft von Bedeutung ist (z.B. Erholungswert der Gewässer), hat die Änderung zwangsläufig auch negative Auswirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft.

Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Im erläuternden Bericht wird festgehalten, die geplante Änderung sei konform mit den Verpflichtungen der Schweiz im Rahmen des Übereinkommens zum Schutz des Rheins (SR 0.814.284). Begründet wird dies nicht. Es handelt sich um eine Behauptung, die angesichts der oben beschriebenen Auswirkungen der geplanten Änderung auf die Umwelt, die insbesondere auch den Rhein betreffen, nicht haltbar ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Schweiz ihren Verpflichtungen aus dem Übereinkommen nicht rechtzeitig nachkommen können.

Aufstockung des Netzzuschlagsfonds statt rechtsstaatlich fragwürdiger Verordnungsänderung

Laut einem Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK-23303) reichen die für die Sanierung gemäss Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF vorgesehenen Gelder im Netzzuschlagsfonds bei Weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Mrd. CHF sind nach heutigem Wissen mehrere Mrd. CHF erforderlich (Bericht EFK-23303, S. 27). Es fehlen demnach Mittel in erheblicher Höhe im Netzzuschlagsfonds. Mit der nun geplanten Änderung wird dieser laut Angaben im erläuternden Bericht um gerade mal 200 Mio. CHF entlastet, wobei die Kosten nicht etwa wegfallen, sondern einfach auf Grenzkraftwerksinhaberinnen und letztlich auf die Kantone und Gemeinden verlagert werden.

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung nicht zielführend ist. Sie führt zu Unsicherheiten, Mehraufwänden und Streitigkeiten bei den Beteiligten über Finanzierung und Umfang der Sanierungsmassnahmen nach Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF und schlussendlich zu Verzögerungen bei der Umsetzung des Gesetzesauftrages zur Sanierung der Gewässer. Somit läuft sie den laufenden Bemühungen und Ziele des Bundes und der Kantone zuwider. Statt dieser Änderung, die Art. 34 EnG sowie Art. 43 WRG widerspricht und damit gar nicht in der Kompetenz des Bundesrats liegt, wäre es viel dringender, dafür zu sorgen, dass der Netzzuschlagsfonds den zu erwartenden Kosten entsprechend gespiesen wird, damit die Sanierungen rechtzeitig und mit möglichst grossem ökologischem Nutzen umgesetzt werden können.

Aus den genannten Gründen bitten wir um die Berücksichtigung unseres Antrags.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'H. Zehnder'.

Hans-Peter Zehnder
Mitglied der Geschäftsleitung

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'E. Aquilano'.

Elena Aquilano
Leiterin Geschäftsführung

Kraftwerk Reckingen AG, Kraftwerkstrasse 24, D-79790 Küssaberg

Per E-Mail an
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihre Zeichen: Ihre Nachricht vom: Unser Zeichen: D-79790 Küssaberg:
23.06.2025

Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 haben Sie die Vernehmlassung für die eingangs genannten Verordnungsänderungen eröffnet. Die Vernehmlassungsfrist dauert bis zum 21. Juli 2025. Mit der vorliegenden Eingabe ist die Frist gewahrt. Wie gewünscht, stellen wir Ihnen unsere Stellungnahme als PDF-Version und als Word-Version zur Verfügung.

Der Bundesrat plant Anhang 3, Ziffer 3.2 Buchstabe e EnV wie folgt anzupassen:

"Nicht anrechenbar sind insbesondere: e. bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt."

Im erläuternden Bericht des UVEK wird hierzu ausgeführt:

"Gemäss Artikel 34 EnG sind dem Inhaber einer in der Schweiz errichteten Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Artikel 83a GSchG oder nach Artikel 10 BGF zu erstatten. Mit Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 hat das Bundesgericht in Bestätigung des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts entschieden, dass das BAFU mangels anderslautender Regelung auch bei Grenzwasserkraftanlagen die Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a GSchG und Artikel 10 BGF voll entschädigen muss, wenn die Schweiz die Gesamtanierung angeordnet hat (...).

Der Bundesrat vollzieht das EnG (Art. 60 Abs. 1 EnG) und erlässt die Ausführungsbestimmungen hierzu (Art. 60 Abs. 3 EnG). Gestützt auf diese Gesetzesdelegation ist der Bundesrat ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar sind. Von dieser Kompetenz hat der Bundesrat, in Anhang 3 Ziffer 3 EnV Gebrauch gemacht. Mit der vorliegenden Verordnungsänderung werden die nicht anrechenbaren Kosten nach Anhang 3 Ziffer 3.2 EnV dahingehend präzisiert, dass bei Grenzwasserkraftanlagen der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigende Kostenanteil auch bei Sanierungen nicht anrechenbar ist (vgl. dazu auch Urteil BVGer A-251/2021 vom 14. Dezember 2021, E. 7.5.1)."

Als Betreiberin eines Grenzwasserkraftwerks am Hochrhein und als Verfahrensbeteiligte in den beiden vorgenannten Urteilen des Bundesverwaltungsgerichts und des Bundesgerichts sind wir von der **nach unserer Auffassung rechtswidrigen Verordnungsbestimmung** direkt betroffen, weshalb wir unseren Standpunkt im Rahmen des laufenden Vernehmlassungsverfahrens vorbringen wollen.

Im Bundesgerichtsurteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 zum Kraftwerk Reckingen AG betreffend Entschädigung für Kosten von Sanierungsmassnahmen legte das Bundesgericht Art. 34 EnG aus, wonach dem Inhaber einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG oder nach Art. 10 BGF zu erstatten seien.

In Erwägung 6.6 erwog das Bundesgericht:

"Zusammenfassend ergibt sich folgendes Auslegungsergebnis: Der Wortlaut von Art. 34 EnG sieht grundsätzlich die vollständige Erstattung der Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF vor. Allerdings lässt der Normtext bei Grenzwasserkraftwerken verschiedene Interpretationen zu (vgl. E. 6.2 hiervoor). Die historische Auslegung von Art. 34 EnG spricht dafür, dass die vollständige Kostenerstattung auch bei Grenzwasserkraftwerken greifen soll, unabhängig davon, ob eine laufende Konzession besteht oder ob eine Konzessionserneuerung zur Diskussion steht (vgl. E. 6.3 hiervoor). Auch die teleologische Auslegung von Art. 34 EnG zeigt, dass die vollständige Entschädigung der Kosten der Sanierungsmassnahmen ebenso bei Grenzwasserkraftwerken dem gesetzgeberischen Willen, wonach die möglichst zeitnahe Durchführung der erforderlichen Sanierungsmassnahmen finanziell gefördert werden soll, am besten Rechnung trägt (vgl. E. 6.4 hiervoor). Aus der systematischen Auslegung von Art. 34 EnG ergeben sich demgegenüber keine klaren Hinweise, ob die Entschädigung um den ausländischen Hoheitsanteil eines Grenzwasserkraftwerks zu kürzen ist (vgl. E. 6.5 hiervoor). Eine Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt daher, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehauhalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind."

Das Bundesgericht gelangte somit zum Ergebnis, dass sich aus Art. 34 EnG ergibt, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehauhalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, **sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken vollständig zu entschädigen sind.**

Im Bundesgerichtsurteil 2C_671/2023 vom 21. Januar 2025 musste das Bundesgericht beurteilen, ob auch die wiederkehrenden Betriebs- und Unterhaltskosten, die im Zusammenhang mit den umgesetzten Sanierungsmassnahmen im Sinne von Art. 83a GSchG oder Art. 10 BGF stehen, ebenfalls als Kosten für die Massnahmen gelten (E. 5.4). Hier gelangte das Bundesgericht zu folgendem Ergebnis (E. 5.8):

"Im Ergebnis ist die vorinstanzliche Auslegung von Art. 34 EnG nicht zu beanstanden. Unter Berücksichtigung sämtlicher Auslegungselemente ergibt sich, dass die Betriebs- und Unterhaltskosten nicht als "Kosten für die Massnahmen nach" Art. 83a

GSchG und Art. 10 BGF gelten. Unter "Kosten" im Sinne von Art. 34 EnG sind nur diejenigen Kosten zu verstehen, die durch den eigentlichen Sanierungsvorgang selbst entstehen. Bei baulichen Massnahmen trifft dies jedenfalls auf die Planungs- und Erstellungskosten zu, nicht aber auf die nach der Umsetzung der Massnahme wiederkehrend anfallenden Betriebs- und Unterhaltskosten."

Gestützt auf diese Auslegung des Gesetzestextes gelangte das Bundesgericht folgerichtig zum Ergebnis, dass Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. b EnV, wonach Kosten für den Unterhalt von Anlagen nicht anrechenbar seien, nicht gesetzeswidrig sei (E. 6.2.2).

Dabei erwog das Bundesgericht in E. 6.2.2 das Folgende:

"In materieller Hinsicht haben Vollziehungsverordnungen den Gedanken des Gesetzgebers durch Detailvorschriften näher auszuführen und auf diese Weise die Anwendbarkeit der Gesetze zu ermöglichen. Sie dürfen das auszuführende Gesetz - wie auch alle anderen Gesetze - weder aufheben noch abändern. Sie müssen der Zielsetzung des Gesetzes folgen und dürfen dabei lediglich die Regelung, die in grundsätzlicher Weise bereits im Gesetz Gestalt angenommen hat, aus- und weiterführen. Durch eine Vollziehungsverordnung dürfen dem Bürger grundsätzlich keine neuen Pflichten auferlegt werden, selbst wenn diese durch den Gesetzeszweck gedeckt wären (...). Nachdem sich aus der Auslegung von Art. 34 EnG ergeben hat, dass die "Kosten für Massnahmen nach" Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF keine dem Sanierungsvorgang nachgelagerten Betriebs- und Unterhaltskosten umfassen, führt Ziffer 3.2 lit. b Anhang 3 EnV das Gesetz nur näher aus. Die Verordnungsbestimmung erweist sich somit als gesetzeskonform."

Gestützt auf diese Erwägung 6.2.2 des Bundesgerichts muss man bei der Frage, ob Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV gesetzeskonform ist, zu folgendem Ergebnis gelangen:

Da sich aus dem Gesetzeswortlaut von Art. 34 EnG ergibt, dass auch bei Grenzwasserkraftwerken die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit vollständig zu entschädigen ist, was das Bundesgericht mittels Auslegung verbindlich für die Behörden festgestellt hat, widerspricht die Verordnungsbestimmung von Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV, wonach bei Grenzwasserkraftanlagen der Kostenanteil der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt, dem Gesetzeswortlaut von Art. 34 EnG.

Die vorgeschlagene Revision widerspricht somit dem übergeordneten Recht und der Rechtsprechung des Bundesgerichts. Es zeugt von schlechtem Stil, dass die Behörde das Bundesgerichtsurteil vom 3. Mai 2023 nicht akzeptieren möchte und auf dem Wege der Verordnungsanpassung die bundesgerichtliche Rechtsprechung aushebeln möchte, was – wie bereits ausgeführt – auf Verordnungsebene nicht möglich ist.

Wir sind deshalb davon überzeugt, dass die Gerichte in einem Rechtsmittelverfahren die Rechtswidrigkeit der Verordnungsbestimmung feststellen und die gestützt hierauf ergangenen Anwendungsakte aufheben werden. Diese Rechtsmittelverfahren sind unseres Erachtens unnötig, weshalb wir Sie ersuchen, auf die Anpassung von Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV zu verzichten.

Bei Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

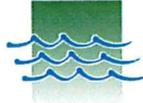
KRAFTWERK RECKINGEN
Aktiengesellschaft

Signatur: 

E-Mail: Oliver.Steiger@axpo.com

Signatur: 

E-Mail: r.reinhart@enbw.com



KRAFTWERK RYBURG-SCHWÖRSTADT AG

Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt AG
Postfach, CH-4310 Rheinfelden 1

Bundesamt für Energie (BFE)
3005 Bern

per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihre Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen, unsere Nachricht vom
wrp 0.422

Telefon, Name

Datum
14.07.2025

Vernehmlassung zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns im Rahmen der «Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025» zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV) zu äussern.

Die Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt AG (KRS AG) besitzt mit dem Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt das leistungsstärkste Laufwasserkraftwerk der Schweiz. Gelegen am Hochrhein, genau auf der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz, ist sie unmittelbar betroffen von der geplanten Teilrevision der EnV.

Nachdem das KRS 1930 erstmalig den Betrieb aufgenommen hat, wurde 2010 die Konzession mit einem umfangreichen Verfahren erneuert. Hierbei wurden unter anderem auch 15 ökologische Ausgleichsmaßnahmen am Kraftwerk und entlang der Konzessionsstrecke umgesetzt. Der Fischaufstieg ist seither sehr gut funktionsfähig. Gemäß kantonaler strategischer Planung bleibt jedoch der Fischabstieg sanierungspflichtig. Da eine zukünftige Sanierung hierzu potentiell hohe Kosten verursachen könnte, hat die geplante Teilrevision der EnV erhebliche negative wirtschaftliche Auswirkungen auf die KRS AG.

Die Anpassung der Ziffer 3.2 Bst. e im Anhang 3 zur EnV lehnen wir aus verschiedenen Gründen klar ab. Im Folgenden legen wir Ihnen unsere Argumente dar.

1. Änderung ist rechtsstaatlich und staatspolitisch fragwürdig

Mit der vorgeschlagenen Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts 2C_116/2022 «korrigieren», wonach die Erstattung der vollständigen Kosten der Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 Energiegesetz (EnG) auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Das Bundesgericht kommt, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt (...), dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Im erläuternden Bericht wird argumentiert, dass der Bundesrat gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG dazu ermächtigt ist zu konkretisieren, welche Kosten nach Art. 34 EnG anrechenbar sind. Da sich diese vermeintliche Konkretisierung jedoch nicht im Rahmen des übergeordneten Gesetzes bewegt, handelt der Bundesrat aus unserer Sicht widerrechtlich, wenn er versucht, Gesetzesrecht durch eine Verordnungsanpassung abzuändern. Er verstösst damit gleich doppelt gegen fundamentale rechtsstaatliche Prinzipien. Erstens, indem er mit einer Verordnungsänderung das vom Parlament erlassene Gesetzesrecht aushebelt. Zweitens, indem er ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgehen will, ohne eine dafür nötige Gesetzesrevision anzustossen. Auch widerspricht die Verordnungsänderung Art. 43 Abs. 1 des Wasserrechtsgesetzes (WRG), wonach eine Konzession dem Konzessionär ein wohlerworbenes Recht auf die Nutzung eines Gewässers gewährt. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohlerworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk.

Denn durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würden Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

2. Unzulässige Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Durch die Änderung würden Kraftwerke zukünftig nicht mehr gleichbehandelt. Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a Subventionsgesetz (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Gesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung, wogegen bei Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da gemäss Art. 34 EnG die vollständigen Kosten unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden müssen, genügt eine konkretisierende Verordnungsänderung als gesetzliche Grundlage für diese Ungleichbehandlung nicht. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst angezeigt.

Zweitens würden mit der neuen Regelung Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obwohl es keine triftigen Gründe dafür gibt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird.

Solche Eingriffe sind grundsätzlich nur soweit zulässig, als dass sie aus Gründen des öffentlichen Wohls geschehen und voll entschädigt werden (Art. 43 Abs. 2 WRG). Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem, indem zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur ermöglichen und damit sehr direkt rein schweizerischen Gewässern dienen. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, stammt von Schweizer Gewässern, womit der «Wanderkorridor Hochrhein» primär den Schweizerischen Fliessgewässern zu Gute kommt. Im Gegensatz dazu münden nur ein paar wenige kleine und mittelgrosse Gewässer aus Deutschland in den Hochrhein. Mit anderen Wor-

ten dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der im erläuternden Bericht gezogene Vergleich zu einer Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil (Art. 48 Abs. 6 Energieförderungsverordnung, EnFV) ist zudem nicht einschlägig, da es um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte geht:

Investitionsbeiträge sind Finanzhilfen, sprich Subventionen für eine selbstgewählte Aufgabe (Art. 3 Abs. 1 SuG). Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, auch zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Wie oben dargelegt sind Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen gesetzlich verpflichtet Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht zu dulden, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlerworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten.

Eine Ungleichbehandlung von Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar.

3. Gewässersysteme müssen gesamtheitlich betrachtet werden

Sanierungen dienen dem ökologischen aber auch dem öffentlichen Wohl, da naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen daher nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt zugute, sondern dem Gewässersystem als Ganzes. Indem Fischaufstiegshilfen am Hochrhein beispielsweise die Wanderung der Fische in die Systeme der Aare, Reuss, Limmat und der Thur ermöglichen, haben sie einen sehr direkten positiven Einfluss auf rein schweizerische Gewässer. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können nur ihren vollen Nutzen entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Die Sanierung dieser wichtigen Gewässerabschnitte wird jedoch durch die vorgeschlagene Änderung akut gefährdet und ist weder im Interesse der Kraftwerksbetreiber, der Natur und der Gesellschaft.

4. Finanzielle Zusatzbelastung für Standortkantone der Grenzkraftwerke

Die Beschränkung auf den schweizerischen Hoheitsanteil würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die Änderung CHF 200 Mio. einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten ultimativ die Standortkantone in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Eine Kostentragung des Nachbarstaates gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde voraussetzen,

dass der Nachbarstaat gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte. Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Werden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, führt dies dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten nicht oder nur minimal umgesetzt werden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund verschiedener Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies kann je nach Konstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden von den heimfallberechtigten Gemeinwesen getragen.

5. Negative Auswirkungen auf die Umwelt

Laut dem erläuternden Bericht soll die Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Sanierungspflicht und die zur Verfügung stehenden Mittel unverändert bleiben. Diese Beurteilung greift zu kurz. Wie zuvor bereits dargelegt, könnten sich die Sanierung von Grenzgewässern aufgrund von Diskussionen zwischen Stakeholdern jahrelang verzögern. Für Aale und Lachse hätte dies beispielsweise einschneidende Folgen, da ihre freie Wanderung durch die fehlende Sanierung auch zukünftig nicht gewährleistet wäre. Denkbar ist zudem, dass als Folge der finanziellen Situation nur noch Massnahmen mit den niedrigsten Kostenfolgen, jedoch nicht unbedingt diejenigen mit dem grössten ökologischen Potenzial angeordnet würden. Der ökologische Nutzen der Sanierungen würde insgesamt abnehmen, wovon nicht nur die grossen Grenzflüsse, sondern auch die rein schweizerischen Gewässer negativ betroffen wären.

Die geplante Änderung würde demnach die laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Flüsse und damit die Ziele des Bundes und der Kantone konterkarieren.

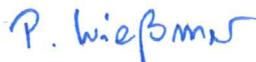
Für die Berücksichtigung unserer Argumente bedanken wir uns im Voraus.

Freundliche Grüsse

KRAFTWERK RYBURG-SCHWÖRSTADT AG



Beat Karrer
Geschäftsführer



Petra Wießmer
Leitung Administration

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Herr Albert Rösti
Bundesrat
3003 Bern

03. Juli 2025

**Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. e Anhang 3
zur Energieverordnung (EnV)
Stellungnahme der Kraftwerk Schaffhausen AG**

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 wurde die Vernehmlassung für die Änderungen der Energieverordnung eröffnet, laut der künftig die gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (EnG) zu erstattenden Kosten von Sanierungsmassnahmen nach den Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF bei Grenzwasserkraftanlagen um den nichtschweizerischen Hoheitsanteil gekürzt werden sollen. Mit der Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», in dem dieses zum Schluss gekommen ist, dass die Erstattung der vollständigen Kosten der Massnahmen gemäss Art. 34 EnG, auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasse (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023).

Antrag:

Die geplante Änderung sei ersatzlos zu streichen.

Begründung:

Geplante Änderung widerspricht übergeordnetem Recht

Im erläuternden Bericht macht das UVEK geltend, der Bundesrat sei gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar seien. Dies ist nur soweit zutreffend, als dass sich die Konkretisierung im vom übergeordneten Gesetzesrecht vorgegebenen Rahmen bewegt. Der Bundesrat hat jedoch nicht die Kompetenz, durch eine vermeintliche Konkretisierung übergeordnetes Gesetzesrecht durch Verordnung abzuändern.

In Bezug auf die Auslegung des Art. 34 EnG, auf den sich Anhang 3 der EnV bezieht, kommt das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt (...),

dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehauhalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung des Anhang 3 der EnV dieser Auslegung des Art. 34 EnG widerspricht. Damit bewegt sich diese Änderung ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Gesetzesrechts. Die vermeintliche Konkretisierung ist demnach widerrechtlich.

Insofern ist die geplante Änderung rechtsstaatlich bedenklich, da damit auf zweifache Weise gegen die Gewaltenteilung verstossen würde: Erstens, indem mittels einer Verordnungsänderung der im übergeordneten Gesetzesrecht verankerte Wille des Gesetzgebers ausgehebelt werden soll, und zweitens, indem ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgangen werden soll.

Neben dem EnG, das sie zu konkretisieren vorgibt, widerspricht die geplante Änderung auch dem Wasserrechtsgesetz (WRG). Laut Art. 43 Abs. 1 WRG verschafft eine Konzession dem Konzessionär ein wohlerworbenes Recht. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohlerworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. In dieses Recht darf nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung eingegriffen werden (Art. 43 Abs. 2 WRG), was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt werden sollte. Durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würde Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Geplante Änderung führt zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Abgesehen davon, dass die geplante Änderung gegen übergeordnetes Gesetzesrecht verstösst, würde sie in zweierlei Hinsicht zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken führen:

Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a des Subventionsgesetzes (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung der Kosten, wogegen bei solchen Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da nach dem Willen des Gesetzgebers gestützt auf Art. 34 EnG die vollständigen Kosten der Massnahmen unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden sollen (Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates vom 12. August 2009, BBl 2008, 8043 ff., S. 8065 f.), vermöchte eine das Gesetz lediglich konkretisierende Verordnung als gesetzliche Grundlage für eine solche Ungleichbehandlung sicherlich nicht zu genügen. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst von Nöten.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obschon dafür keine triftigen Gründe gegeben sind. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird (Urteil des Bundesgerichts 2C_116/2022, E. 6.3.3). Solche Eingriffe sind grundsätzlich nur soweit zulässig, als dass sie aus Gründen des öffentlichen Wohls geschehen und voll entschädigt werden (Art. 43 Abs. 2 WRG). Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem, indem zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur ermöglichen und damit sehr direkt rein schweizerischen Gewässern dienen. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, stammt von Schweizer Gewässern, womit der «Wanderkorridor Hochrhein» primär den Schweizerischen Fliessgewässern zu Gute kommt. Im Gegensatz dazu münden nur ein paar wenige kleine und mittelgrosse Gewässer aus Deutschland in den Hochrhein. Mit anderen Worten dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der im erläuternden Bericht gezogene Vergleich zu einer Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil (Art. 48 Abs. 6 Energieförderungsverordnung, EnFV) ist zudem nicht einschlägig, da es um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte geht: Investitionsbeiträge sind Finanzhilfen, sprich Subventionen für eine selbstgewählte Aufgabe (Art. 3 Abs. 1 SuG). Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, auch zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen. Wie oben dargelegt sind Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen gesetzlich verpflichtet Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht gefallen zu lassen, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlerworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 6.3.3).

Kostenfolgen für die Standortkantone von Grenzkraftwerken

Die geplante Änderung der EnV würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der

Netzzuschlagsfonds durch die geplante Änderung 200 Mio. CHF einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Wie weiter oben dargelegt bedeutet die Anordnung von Sanierungsmassnahmen grundsätzlich einen Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberin. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksinhaberin. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone, in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, wie dies im erläuternden Bericht steht (Ziff. 3), trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Laut Bundesgericht liegt es vielmehr «an der Schweiz sich zur Verlegung der Kosten, die sie gegebenenfalls im Umfang des deutschen Hoheitsanteils trägt, an die zuständigen deutschen Behörden zu wenden» (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 5.2.2). Eine Kostentragung des Nachbarstaates direkt gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde sodann voraussetzen, dass der Nachbarstaat seinerseits und gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 7.2). Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Würden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, würde dies dazu führen, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten, betroffen wären namentlich die Bergkantone Graubünden, Tessin und Wallis sowie die Grenzkantone am Hochrhein, am Doubs und an der Rhone.

Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Laut dem erläuternden Bericht würde die geplante Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Verpflichtung zur Sanierung und die dafür zur Verfügung stehenden Mittel unverändert blieben (Ziff. 4).

Diese Beurteilung greift zu kurz. Wie weiter oben dargelegt, würde die geplante Änderung dazu führen, dass Sanierungen von Grenzgewässern, mit denen diese ökologisch aufgewertet und insbesondere für Fische wie Aal und Lachs wieder durchgängig gemacht werden sollen, aufgrund von Diskussionen zwischen Kraftwerksgesellschaft, Kanton, Bund und Anrainerstaat über den Umfang und die Finanzierung der Massnahmen jahrelang oder sogar mehrere Jahrzehnte lang verzögert werden. Dass sich komplexe Sanierungsprojekte bei unklarer Finanzierung Jahrzehnte lang verzögern können, zeigt die Restwassersanierung, die seit Inkrafttreten des GSchG 1991 gesetzlich vorgeschrieben ist, an einzelnen Kraftwerken jedoch immer noch nicht umgesetzt wurde. Es ist auch möglich, dass nur noch Massnahmen angeordnet werden könnten, die für die Kraftwerksinhaberinnen die tiefsten Kostenfolgen zeitigen, da weitergehende Massnahmen unverhältnismässig wären. D.h. es muss davon ausgegangen werden, dass der ökologische Nutzen der Sanierungen abnehmen würde, wobei davon nicht nur die grossen Grenzflüsse betroffen wären, sondern eben auch die rein schweizerischen Gewässer, da diese ebenso von der Sanierung der Grenzflüsse profitieren. Die geplante Änderung würde demnach die laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Flüsse und damit die Ziele des Bundes und der Kantone konterkarieren.

Da ein verbesserter ökologischer Zustand der Schweizer Flüsse auch einen wirtschaftlichen Nutzen hat (z.B. Fischerei), sowie für die Gesellschaft von Bedeutung ist (z.B. Erholungswert der Gewässer), hat die Änderung zwangsläufig auch negative Auswirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft.

Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Im erläuternden Bericht wird festgehalten, die geplante Änderung sei konform mit den Verpflichtungen der Schweiz im Rahmen des Übereinkommens zum Schutz des Rheins (SR 0.814.284). Begründet wird dies nicht. Es handelt sich um eine Behauptung, die angesichts der oben beschriebenen Auswirkungen der geplanten Änderung auf die Umwelt, die insbesondere auch den Rhein betreffen, nicht haltbar ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Schweiz ihren Verpflichtungen aus dem Übereinkommen nicht rechtzeitig nachkommen können.

Aufstockung des Netzzuschlagsfonds statt rechtsstaatlich fragwürdiger Verordnungsänderung

Laut einem Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK-23303) reichen die für die Sanierung gemäss Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF vorgesehenen Gelder im Netzzuschlagsfonds bei Weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Mrd. CHF sind nach heutigem Wissen mehrere Mrd. CHF erforderlich (Bericht EFK-23303, S. 27). Es fehlen demnach Mittel in erheblicher Höhe im Netzzuschlagsfonds. Mit der nun geplanten Änderung wird dieser laut Angaben im erläuternden Bericht um gerade mal 200 Mio. CHF entlastet, wobei die Kosten nicht etwa wegfallen, sondern einfach auf Grenzkraftwerksinhaberinnen und letztlich auf die Kantone und Gemeinden verlagert werden.

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung nicht zielführend ist. Sie führt zu Unsicherheiten, Mehraufwänden und Streitigkeiten bei den Beteiligten über Finanzierung und Umfang der Sanierungsmassnahmen nach Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF und schlussendlich zu Verzögerungen bei der Umsetzung des Gesetzesauftrages zur Sanierung der Gewässer. Somit läuft sie den laufenden Bemühungen und Ziele des Bundes und der Kantone zuwider. Statt dieser Änderung, die Art. 34 EnG sowie Art. 43 WRG widerspricht und damit gar nicht in der Kompetenz des Bundesrats liegt, wäre es viel dringender, dafür zu sorgen, dass der Netzzuschlagsfonds den zu erwartenden Kosten entsprechend gespiesen wird, damit die Sanierungen rechtzeitig und mit möglichst grossem ökologischem Nutzen umgesetzt werden können.

Aus den genannten Gründen bitten wir um die Berücksichtigung unseres Antrags.

Freundliche Grüsse

Kraftwerk Schaffhausen AG



Peter Neukomm
Präsident des Verwaltungsrates
Kraftwerk Schaffhausen AG
peter.neukomm@stsh.ch



Hagen Pöhnert
Direktor
Kraftwerk Schaffhausen AG
hagen.poehmert@shpower.ch

Kraftwerke Hinterrhein AG, Postfach, 7430 Thusis

Eidgenössisches Departement für Um-
welt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK
Herr Bundesrat Albert Rösti
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Ihre Zeichen	
Ihre Nachricht vom	
Unser Zeichen	JFI
Zuständig	Jürg Flückiger
Telefon	+41 81 635 37 37
Telefon direkt	+41 81 635 37 10
E-Mail	j.flückiger@khr.ch
Datum	16.07.2025

Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. e Anhang 3 zur Energiever- ordnung (EnV)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 wurde die Vernehmlassung für die Änderungen der Energieverordnung eröffnet, laut der künftig die gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (EnG) zu erstattenden Kosten von Sanierungsmassnahmen nach den Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF bei Grenz-wasserkraftanlagen um den nichtschweizerischen Hoheitsanteil gekürzt werden sollen. Mit der Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», in dem dieses zum Schluss gekommen ist, dass die Erstattung der vollständigen Kosten der Massnahmen gemäss Art. 34 EnG, auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasse (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023).

Antrag:

Die geplante Änderung sei ersatzlos zu streichen.

Begründung:

Geplante Änderung widerspricht übergeordnetem Recht

Im erläuternden Bericht macht das UVEK geltend, der Bundesrat sei gestützt auf die Gesetzdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar seien. Dies ist nur soweit zutreffend, als dass sich die Konkretisierung im vom übergeordneten Gesetzesrecht vorgegebenen Rahmen bewegt. Der Bundesrat hat jedoch nicht die Kompetenz, durch eine vermeintliche Konkretisierung übergeordnetes Gesetzesrecht durch Verordnung abzuändern.

In Bezug auf die Auslegung des Art. 34 EnG, auf den sich Anhang 3 der EnV bezieht, kommt das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt (...), dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Es ist deshalb offensichtlich, dass die geplante Änderung des Anhang 3 der EnV dieser Auslegung des Art. 34 EnG widerspricht. Damit bewegt sich diese Änderung ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Gesetzesrechts. Die vermeintliche Konkretisierung ist demnach widerrechtlich.

Insofern ist die geplante Änderung rechtsstaatlich fraglich, da damit auf zweifache Weise gegen die Gewaltenteilung verstossen würde: Erstens, indem mittels einer Verordnungsänderung der im übergeordneten Gesetzesrecht verankerte Wille des Gesetzgebers übersteuert, und zweitens, indem ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgangen werden soll.

Neben dem EnG widerspricht die geplante Änderung auch dem Wasserrechtsgesetz (WRG). Laut Art. 43 Abs. 1 WRG verschafft eine Konzession dem Konzessionär ein wohlverworbenes Recht. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohlverworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. In dieses Recht darf nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung eingegriffen werden (Art. 43 Abs. 2 WRG), was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt werden sollte. Durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würde Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlverworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Geplante Änderung führt zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Abgesehen davon, dass die geplante Änderung gegen übergeordnetes Gesetzesrecht verstösst, würde sie in zweierlei Hinsicht zu einer unzulässigen Ungleichbehandlung zwischen den verschiedenen Kraftwerksgesellschaften führen:

Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a des Subventionsgesetzes (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung der Kosten, wogegen bei solchen Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da nach dem Willen des Gesetzgebers gestützt auf Art. 34 EnG die vollständigen Kosten der Massnahmen unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden sollen (Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates vom 12. August 2009, BBl 2008, 8043 ff., S. 8065 f.), vermöchte eine das Gesetz lediglich konkretisierende Verordnung als gesetzliche Grundlage für eine solche Ungleichbehandlung sicherlich nicht zu genügen. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst von Nöten.

Zweitens würden durch die geplante Änderung Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung der Anlagenbetreiber liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlverworbenen Rechte der Konzessionäre eingegriffen wird. Die Inhaberinnen von Kraftwerken sind nämlich gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlverworbenes Recht gefallen zu lassen, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlverworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu

erstatten (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 6.3.3). Ein solcher Eingriff findet bei Binnenkraftwerken wie auch bei Grenzkraftwerken nach denselben Grundsätzen statt. Würden die Eingriffe den Binnenkraftwerken vollständig und den Grenzkraftwerken nur anteilig erstattet, entstünde eine sachlich nicht begründbare Schlechterstellung der Grenzkraftwerke bei gleichgerichteten, behördlich angeordneten Massnahmen. Finanzpolitische Gründe seitens des Bundes vermögen eine solche Ungleichbehandlung und ein teilweises Ausserkraftsetzen wasserrechtlicher Grundsätze nicht zu rechtfertigen.

Betroffenheit der Kraftwerke Hinterrhein AG

Die Kraftwerke Hinterrhein AG wäre von der geplanten Änderung in Bezug auf die Sanierung Fischwanderung und die Geschiebesanierung auf der internationalen Stufe Valle di Lei - Innerferrera betroffen. Sodann hätte die Verordnungsänderung Auswirkungen auf die Schwall-/ Sunk-Sanierung der dreistufigen Gesamtanlage der Kraftwerke Hinterrhein. Der italienische Hoheitsanteil auf der internationalen Stufe beträgt 30% (vgl. Art. 5 Abs. 1 der Vereinbarung vom 18. Juni 1949 zwischen der Schweiz und Italien über die Verleihung der Wasserkraft des Reno di Lei; SR 0.721.809.454.2). Davon ausgehend beträgt der internationale bzw. italienische Hoheitsanteil über die dreistufige Gesamtanlage der Kraftwerke Hinterrhein AG 20% (Ziff. 2 des Zusatzprotokolls zur Vereinbarung vom 18. Juni 1949 zwischen der Schweiz und Italien). Die geplante Verordnungsänderung hätte demzufolge erhebliche finanzielle Auswirkungen auf die Kraftwerke Hinterrhein AG, weshalb sie sich entschieden gegen die geplante Verordnungsänderung stellt.

Kostenfolgen für die Standortkantone von Grenzkraftwerken

Die geplante Änderung der EnV würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die geplante Änderung 200 Mio. CHF einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Wie weiter oben dargelegt, bedeutet die Anordnung von Sanierungsmassnahmen grundsätzlich einen Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberin. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksinhaberin. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone, in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, wie dies im erläuternden Bericht steht (Ziff. 3), trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Laut Bundesgericht liegt es vielmehr «an der Schweiz sich zur Verlegung der Kosten, die sie gegebenenfalls im Umfang des deutschen Hoheitsanteils trägt, an die zuständigen deutschen Behörden zu wenden» (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 5.2.2). Eine Kostentragung des Nachbarstaates direkt gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde sodann voraussetzen, dass der Nachbarstaat seinerseits und gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte (Urteil des BGer 2C_116/2022, E. 7.2). Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Würden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, würde dies dazu führen, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der

Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten, betroffen wären namentlich die Bergkantone Graubünden, Tessin und Wallis sowie die Grenzkantone am Hochrhein, am Doubs und an der Rhone.

Aufstockung des Netzzuschlagsfonds statt rechtsstaatlich fragwürdiger Verordnungsänderung

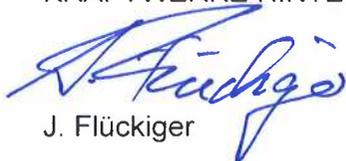
Laut einem Bericht der eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK-23303) reichen die für die Sanierung gemäss Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF vorgesehenen Gelder im Netzzuschlagsfonds bei Weitem nicht aus, um alle Sanierungen zu finanzieren. Statt der geschätzten 1 Mrd. CHF sind nach heutigem Wissen mehrere Mrd. CHF erforderlich (Bericht EFK-23303, S. 27). Es fehlen demnach Mittel in erheblicher Höhe im Netzzuschlagsfonds. Mit der nun geplanten Änderung wird dieser laut Angaben im erläuternden Bericht um gerade mal 200 Mio. CHF entlastet, wobei die Kosten nicht etwa wegfallen, sondern einfach auf Grenzkraftwerksinhaberinnen und letztlich auf die Kantone und Gemeinden verlagert werden.

Es ist offensichtlich, dass die geplante Änderung nicht zielführend ist. Sie führt zu Unsicherheiten, Mehraufwänden und Streitigkeiten bei den Beteiligten über Finanzierung und Umfang der Sanierungsmassnahmen nach Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF und schlussendlich zu Verzögerungen bei der Umsetzung des Gesetzauftrages zur Sanierung der Gewässer. Somit läuft sie den laufenden Bemühungen und Ziele des Bundes und der Kantone zuwider. Statt dieser Änderung, die Art. 34 EnG sowie Art. 43 WRG widerspricht und damit gar nicht in der Kompetenz des Bundesrats liegt, wäre es viel dringender, dafür zu sorgen, dass der Netzzuschlagsfonds den zu erwartenden Kosten entsprechend gespiesen wird, damit die Sanierungen rechtzeitig und mit möglichst grossem ökologischem Nutzen umgesetzt werden können.

Aus den genannten Gründen bitten wir um die Berücksichtigung unseres Antrags.

Mit freundlichen Grüssen

KRAFTWERKE HINTERRHEIN AG



J. Flückiger

Direktor



D. Durot

Stellvertretender Direktor

natureenergie holding AG • Baslerstrasse 44 • 5080 Laufenburg

Bundesamt für Energie (BFE)
3005 Bern
Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

natureenergie holding AG
Baslerstrasse 44
CH-5080 Laufenburg
Telefon +41 62 869 2222
natureenergie-holding.ch

Jost Hellwig
Telefon +49 7623 92-2378
Mobil +49 171 1153292
jost.hellwig@natureenergie.ch

Laufenburg, 14. Juli 2025

Vernehmlassung zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns im Rahmen der «Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025» zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV) zu äussern.

Die natureenergie Gruppe (neag) ist ein klimafreundlicher Energieversorger mit Sitz in Laufenburg (CH). Ihre Regionen Nordwestschweiz, Wallis und das benachbarte Südbaden versorgt die neag mit nachhaltigem Strom aus Wasserkraft. Als Eigentümerin, Beteiligte und Betreiberin mehrerer Grenzkraftwerke am Hochrhein, die gemäß kantonaler strategischer Planung hinsichtlich der Fischgängigkeit als sanierungspflichtig eingestuft wurden, ist die neag unmittelbar betroffen von der geplanten Teilrevision der EnV.

Dem Kraftwerk Laufenburg, für das die neag Eigentümerin und Betreiberin ist, wurde im Frühjahr 2023 ein Variantenstudium hinsichtlich Fischauf- und Fischabstieg verfügt. Die Untersuchungen befinden sich kurz vor Fertigstellung und es zeichnet sich ab, dass allein für den Fischaufstieg die Kosten einer Sanierung im Bereich von 40-50 Mio CHF liegen werden. Das Kraftwerk Säckingen, bei dem die neag Teilhaberin ist, führte ebenfalls eine Variantenstudie zur Fischgängigkeit durch, hier liegen die Kosten allein für den Aufstieg nach aktuellem Stand voraussichtlich im Bereich von 20 Mio. CHF. Für alle Grenzkraftwerke, an denen die neag beteiligt ist (Albruck-Dogern, Laufenburg, Säckingen, Ryburg-Schwörstadt, Rheinfeldern und Wyhlen), liegt eine Sanierungspflicht bzgl. des Fischabstiegs vor.

Die geplante Teilrevision der EnV hat in Bezug auf die Reduktion der Entschädigung auf den Hoheitsanteil somit erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen auf die neag. Insgesamt betrachtet für alle Kraftwerke, an denen die neag beteiligt ist, sowie die Sanierungen zum Fischauf- und Fischabstieg ist die neag potenziell im Bereich von bis zu 100 Mio. CHF betroffen.

Die Anpassung der Ziffer 3.2 Bst. e im Anhang 3 zur EnV lehnen wir aus verschiedenen Gründen klar ab. Im Folgenden legen wir Ihnen unsere Argumente dar.

1. Änderung ist rechtsstaatlich und staatspolitisch fragwürdig

Mit der vorgeschlagenen Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts 2C_116/2022 «korrigieren», wonach die Erstattung der vollständigen Kosten der Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 Energiegesetz (EnG) auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Das Bundesgericht kommt, unter Bezugnahme auf den Willen des Gesetzgebers, zum Schluss, dass die «Gesamtbetrachtung der

Auslegungselemente ergibt (...), dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind» (E. 6.6).

Im erläuternden Bericht wird argumentiert, dass der Bundesrat gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG dazu ermächtigt ist zu konkretisieren, welche Kosten nach Art. 34 EnG anrechenbar sind. Da sich diese vermeintliche Konkretisierung jedoch nicht im Rahmen des übergeordneten Gesetzes bewegt, handelt der Bundesrat aus unserer Sicht widerrechtlich, wenn er versucht, Gesetzesrecht durch eine Verordnungsanpassung abzuändern. Er verstösst damit gleich doppelt gegen fundamentale rechtsstaatliche Prinzipien. Erstens, indem er mit einer Verordnungsänderung das vom Parlament erlassene Gesetzesrecht aushebelt. Zweitens, indem er ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgehen will, ohne eine dafür nötige Gesetzesrevision anzustossen. Auch widerspricht die Verordnungsänderung Art. 43 Abs. 1 des Wasserrechtsgesetzes (WRG), wonach eine Konzession dem Konzessionär ein wohl erworbenes Recht auf die Nutzung eines Gewässers gewährt. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil, bezieht sich auch das wohl erworbenes Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. Denn durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würden Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohl erworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

2. Unzulässige Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Durch die Änderung würden Kraftwerke zukünftig nicht mehr gleichbehandelt. Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a Subventionsgesetz (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Gesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung, wogegen bei Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da gemäss Art. 34 EnG die vollständigen Kosten unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden müssen, genügt eine konkretisierende Verordnungsänderung als gesetzliche Grundlage für diese Ungleichbehandlung nicht. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst angezeigt.

Zweitens würden mit der neuen Regelung Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obwohl es keine triftigen Gründe dafür gibt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohl erworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird.

Solche Eingriffe sind grundsätzlich nur soweit zulässig, als dass sie aus Gründen des öffentlichen Wohls geschehen und voll entschädigt werden (Art. 43 Abs. 2 WRG). Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem, indem zum Beispiel Fischaufstiegshilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und der Thur ermöglichen und damit sehr direkt rein schweizerischen Gewässern dienen. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil,

stammt von Schweizer Gewässern, womit der «Wanderkorridor Hochrhein» primär den Schweizerischen Fließgewässern zu Gute kommt. Im Gegensatz dazu münden nur ein paar wenige kleine und mittelgrosse Gewässer aus Deutschland in den Hochrhein. Mit anderen Worten dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der im erläuternden Bericht gezogene Vergleich zu einer Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil (Art. 48 Abs. 6 Energieförderungsverordnung, EnFV) ist zudem nicht einschlägig, da es um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte geht:

Investitionsbeiträge sind Finanzhilfen, sprich Subventionen für eine selbstgewählte Aufgabe (Art. 3 Abs. 1 SuG). Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, auch zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Wie oben dargelegt sind Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen gesetzlich verpflichtet Sanierungsmassnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht zu dulden, wofür sie eine Abgeltung in Anspruch nehmen können. Zweck der Abgeltung ist es demnach, den Eingriff in das wohlerworbene Recht der Inhaberinnen voll zu entschädigen, wie dies Art. 43 Abs. 2 WRG verlangt. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten.

Eine Ungleichbehandlung von Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar.

3. Gewässersysteme müssen gesamtheitlich betrachtet werden

Sanierungen dienen dem ökologischen aber auch dem öffentlichen Wohl, da naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen daher nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt zugute, sondern dem Gewässersystem als Ganzes. Indem Fischaufstiegshilfen am Hochrhein beispielsweise die Wanderung der Fische in die Systeme der Aare, Reuss, Limmat und der Thur ermöglichen, haben sie einen sehr direkten positiven Einfluss auf rein schweizerische Gewässer. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können nur ihren vollen Nutzen entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Die Sanierung dieser wichtigen Gewässerabschnitte wird jedoch durch die vorgeschlagene Änderung akut gefährdet und ist weder im Interesse der Kraftwerksbetreiber, der Natur und der Gesellschaft.

4. Finanzielle Zusatzbelastung für Standortkantone der Grenzkraftwerke

Die Beschränkung auf den schweizerischen Hoheitsanteil würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die Änderung CHF 200 Mio. einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten ultimativ die Standortkantone in deren Namen das BFE die Sanierungsmassnahmen angeordnet und damit in das wohlerworbene Recht eingegriffen hat, aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Eine Kostentragung des Nachbarstaates gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde voraussetzen, dass der Nachbarstaat gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte. Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Werden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, führt dies dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten nicht oder nur minimal umgesetzt werden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund verschiedener Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies kann je nach Konstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden von den heimfallberechtigten Gemeinwesen getragen.

5. Negative Auswirkungen auf die Umwelt

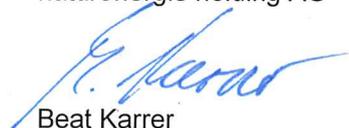
Laut dem erläuternden Bericht soll die Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Sanierungspflicht und die zur Verfügung stehenden Mittel unverändert bleiben. Diese Beurteilung greift zu kurz. Wie zuvor bereits dargelegt, könnten sich die Sanierung von Grenzgewässern aufgrund von Diskussionen zwischen Stakeholdern jahrelang verzögern. Für Aale und Lachse hätte dies beispielsweise einschneidende Folgen, da ihre freie Wanderung durch die fehlende Sanierung auch zukünftig nicht gewährleistet wäre. Denkbar ist zudem, dass als Folge der finanziellen Situation nur noch Massnahmen mit den niedrigsten Kostenfolgen, jedoch nicht unbedingt diejenigen mit dem grössten ökologischen Potenzial angeordnet würden. Der ökologische Nutzen der Sanierungen würde insgesamt abnehmen, wovon nicht nur die grossen Grenzflüsse, sondern auch die rein schweizerischen Gewässer negativ betroffen wären.

Die geplante Änderung würde demnach die laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Flüsse und damit die Ziele des Bundes und der Kantone konterkarieren.

Für die Berücksichtigung unserer Argumente bedanken wir uns im Voraus.

Freundliche Grüsse

naturenergie holding AG



Beat Karrer
Leiter Produktion Hochrhein



Jochen Ulrich
Leiter Asset Management

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Poschiavo, 21. Juli 2025

Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung 2025/24 zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zu den eingangs erwähnten Verordnungsänderungen Stellung nehmen zu können und nehmen diese Gelegenheit gerne wahr.

Die hier zur Diskussion stehenden Verordnungsänderungen beinhalten diverse Anpassungen an Förderinstrumenten, welche für die Wirtschaftlichkeit und damit für die Realisierbarkeit unserer Projekte für erneuerbare Energieanlagen von entscheidender Bedeutung sind. Daher werden wir nachfolgend insbesondere zu diesen Punkten der Vernehmlassungsvorlage Stellung nehmen.

Damit der vom Bund beabsichtigte Zubau an erneuerbaren Energieanlagen gelingen kann, sind stabile Rahmenbedingungen und Investitionssicherheit unerlässlich. Wenn die «Spielregeln während dem Spiel» geändert werden, kann dies erstens bei bestehenden Projekten zu einer Blockade führen und zweitens bedeuten, dass neue Projekte nicht oder nur sehr zurückhaltend angepackt werden.

1. Einmalvergütung für PVA nach Art. 71a EnG (Solarexpress)

betrifft folgende Bestimmungen: Art. 46j, Art. 46o, Art. 46p, Art. 46u, Art. 108c Abs. 5 EnFV

1.1. Fehlende Verordnungskompetenz

Um die Produktion von dringend benötigtem Winterstrom möglichst rasch auszubauen, hat das Parlament im Herbst 2022 mit dem «Solarexpress» ein neues Förderinstrument geschaffen: Grosse Solaranlagen mit viel Winterstromproduktion, welche die gesetzlichen Kriterien

Repower AG
Via da Clält 12
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
hello@repower.com
www.repower.com

erfüllen, «erhalten vom Bund eine Einmalvergütung in der Höhe von maximal 60 Prozent der Investitionskosten» (Art. 71a Abs. 4 EnG).

Im März 2023 hat der Bundesrat mit Art. 46i-46t EnFV die Verordnungsbestimmungen dazu erlassen. Dabei hat er korrekterweise keinen generellen Höchstbeitrag in CHF/GWh festgelegt. Art. 71a EnG gewährt dem Bundesrat dazu auch keine Verordnungskompetenz. Vielmehr heisst es auf Gesetzesstufe, in Art. 71a Abs. 4 EnG: «Anlagen [...] erhalten vom Bund eine Einmalvergütung in der Höhe von maximal 60 Prozent der Investitionskosten. Der Bundesrat legt die Ansätze *im Einzelfall* fest; die Betreiber reichen dazu eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ein. [...]»

Im März 2025 hat das Parlament Anpassungen an Art. 71a EnG beschlossen. Der oben zitierte Auszug von Art. 71a Abs. 4 EnG bleibt dabei unverändert gültig. Die hohen Kosten für alpine Solaranlagen wurden in der Parlamentsdebatte zwar thematisiert und ein Minderheitsantrag stellte eine Deckelung auf 4'000 CHF/kW zur Debatte (vgl. [Debatte im Nationalrat am 04.03.2025](#)). Das Parlament hat aber auf die Einführung eines Höchstbeitrags sowie auf die Errichtung einer entsprechenden Verordnungskompetenz verzichtet. Die vom Parlament beschlossenen Änderungen von Art. 71a EnG werden per 1. Januar 2026 in Kraft treten.

Für die Einführung eines generellen Höchstbeitrags auf Verordnungsebene lässt Art. 71a EnG also sowohl nach heutigem als auch nach künftigen Recht keinen Raum. Dennoch möchte das UVEK nun per 1. Januar 2026 einen generellen Höchstbeitrag für die Einmalvergütung nach Art. 71a EnG einführen. Der erläuternde Bericht des UVEK gibt keinen Hinweis darauf, auf welche gesetzliche Grundlage sich der Verordnungsgeber hierfür stützen möchte. Art. 29 Abs. 3 lit. e EnG kommt unseres Erachtens als gesetzliche Grundlage nicht infrage, da sich diese Bestimmung gemäss klarem Wortlaut in Abs. 1 auf Investitionsbeiträge nach Kapitel 5 (Art. 24-29 EnG) bezieht. Die Einmalvergütung für «Solarexpress»-Anlagen ist demgegenüber im 14. Kapitel (Art. 71a EnG) geregelt.

Für die vorgeschlagene Ordnungsänderung gibt es demzufolge keine gesetzliche Grundlage. Ausserdem widerspricht sie dem Willen des Parlaments.

1.2 Zeitlicher Geltungsbereich, Rückwirkung

Der Anspruch auf die Einmalvergütung in der Höhe von maximal 60 Prozent der Investitionskosten stand *nach bisherigem Recht* unter der Voraussetzung, dass die Anlagen bis Ende 2025 «mindestens teilweise Elektrizität ins Stromnetz einspeisen». Das Parlament hat am 21. März 2025 dieses Erfordernis angepasst. *Nach neuem Recht* ist für den Anspruch auf die Einmalvergütung lediglich noch vorausgesetzt, dass bis Ende 2025 «das Baugesuch öffentlich aufgelegt wurde». Dieses Erfordernis erfüllen zum heutigen Zeitpunkt gemäss Angaben des [UVEK](#) insgesamt 23 Projekte.

Repower AG
Via da Clält 12
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
hello@repower.com
www.repower.com

Im Vertrauen darauf, dass das BFE die Solarexpress-Projekte wie vom Parlament beschlossen mit einer Einmalvergütung in der Höhe von 60% der anrechenbaren Investitionskosten unterstützen wird - selbst wenn die Anlagen bis Ende 2025 nicht 10% ins Netz einspeisen - haben einige Produzentinnen bereits die Realisierung ihrer Projekte in Angriff genommen. Andere haben im Vertrauen auf die Umsetzung des parlamentarischen Willens ihre Projekte mit Hochdruck vorangetrieben und hierfür erhebliche Summen investiert.

Dass das UVEK diesem Vertrauen nun eine neue Verordnungsbestimmung (Art. 108c Abs. 5 EnFV) entgegenstellen möchte, finden wir klar falsch und stossend:

«Der Höchstbeitrag nach Artikel 46u ist auch auf Projekte anwendbar, denen die Einmalvergütung bereits vor Inkrafttreten dieser Änderung dem Grundsatz nach zugesichert wurde oder die bis dahin ein Gesuch um Einmalvergütung eingereicht haben, sofern das Projekt die Anforderung an die teilweise Einspeisung nach Artikel 46k Absatz 1 des bisherigen Rechts nicht erfüllt.»

Das UVEK referenziert mit der Übergangsbestimmung von Art. 108c Abs. 5 EnFV, welche per 1. Januar 2026 in Kraft treten soll, auf eine Verordnungsbestimmung (Art. 46k EnFV), welche zu diesem Zeitpunkt gar keine gesetzliche Grundlage mehr hat.

Auf Projekte, welche bereits vor dem 1. Januar 2026 vom Bund mit Verfügung eine Zusicherung dem Grundsatz nach erhalten haben, kann der Höchstbeitrag nach unserem Rechtsverständnis auf jeden Fall nicht zur Anwendung gelangen.

Es kann nicht sein, dass der Verordnungsgeber «über die Hintertür» die vom Parlament aufgehobene Befristung (10% bis Ende 2025) wieder einführen möchte bzw. die vom Parlament beschlossene Verlängerung des Solarexpresses ohne Höchstbeitrag wieder zunichte macht - und dies nur wenige Woche nach der Schlussabstimmung im Parlament vom 21. März 2025. Es war der klare Wille des Parlaments, dass solche Projekte weiter gefördert werden und Geld vom Bund erhalten, auch wenn sie nicht bis Ende 2025 einen Teil der Produktion ins Netz einspeisen.

1.3 Nicht nachvollziehbare Bemessung des Höchstbeitrags

Weiter ist für uns nicht nachvollziehbar, aus welchen Gründen das UVEK den vorgeschlagenen Höchstbeitrag auf 3,5 Mio. CHF pro GWh Winterstrom ansetzt. Das UVEK schreibt als Begründung im erläuternden Bericht Folgendes:

«Zur Festlegung des Höchstbeitrags wurden die aktuell im Rahmen von Auktionen im Durchschnitt gewährten Förderbeiträge für Photovoltaikanlagen als Grundlage genommen. Diese liegen bei 2,07 Millionen Frank[en] pro GWh Winterstrom. Ergänzend wurde die durchschnittliche Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Diese wurde für angebaute Anlagen mit 30 Jahren und für freistehende Anlagen des «Solarexpress» mit 50 Jahren angenommen. Der Höchstbeitrag für Anlagen nach Artikel 71a EnG soll entsprechend gegenüber «normalen» Photovoltaikanlagen um 66% höher auf 3,5 Millionen Franken pro GWh Winterstromproduktion festgesetzt werden.»

Woraus das UVEK die 66% ableitet, wird aus den Erläuterungen nicht ersichtlich und bleibt für uns damit nicht nachvollziehbar.

Die Kosten von freistehenden Anlagen im technisch herausfordernden alpinen Gelände können nicht mit jenen einer seit Jahren erprobten Technologie, die bei Dachanlagen in tieferen Lagen eingesetzt werden, verglichen werden. Solarexpress-Anlagen weisen aufgrund ihres Pioniercharakters und dem von Anlage zu Anlage unterschiedlichen alpinen Gelände um ein Vielfaches höhere Kosten auf als Dachanlagen im Baugebiet. Den höheren Kosten für alpine Solaranlagen steht aber auch ein erhöhter Nutzen gegenüber: Solarexpress-Anlagen liegen in den kritischen Wintermonaten über der Nebelgrenze und liefern der Schweiz so wertvollen und dringend benötigten Winterstrom. Zudem bieten Solarexpress-Anlagen für das Gesamtsystem Effizienzvorteile gegenüber kleinen Dachanlagen: Sie lassen sich einfacher prognostizieren und flexibel steuern und könnten so Systemdienstleistungen für die Netzstabilität der Schweiz anbieten. Die Winterstromproduktion der alpinen Solaranlagen lässt sich nicht durch Anlagen, die Einmalvergütungen aus der Auktion erhalten, ersetzen. Wenn schon ein Kostenvergleich zwischen diesen beiden Anlagentypen angestellt wird, müsste dieser ganzheitlich erfolgen indem sämtliche Förderinstrumente einbezogen werden, inkl. Befreiung vom Netznutzungsentgelt für Eigenverbrauch.

Gemäss der Stellungnahme des VSE vom 16.07.2025 würde die Anwendung des vom UVEK vorgeschlagenen Höchstbeitrags für die aktuellen Solarexpress-Projekte eine Kürzung der Förderbeiträge um bis zur Hälfte bedeuten. Damit wird aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit die Realisierung dieser Solarexpressprojekte höchst unwahrscheinlich. Für die von Repower und ihren Partnern verfolgten Projekte können wir das bestätigen: Ohne Einmalvergütung in der Höhe von 60% der abrechenbaren Investitionskosten werden wir das Projekt Vorab nicht realisieren können.

Repower AG
Via da Clält 12
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
hello@repower.com
www.repower.com

Die Absicht des Parlaments mit Erlass von Art. 71a EnG im Jahr 2022 war es, den Zubau von Produktionskapazitäten für Winterstrom im Umfang von 2 TWh/a rasch voranzubringen. Dieses Ziel ist bereits heute gefährdet. Eine Inkraftsetzung der hier diskutierten Verordnungsänderungen würde das Ziel gemäss unserer Einschätzung definitiv torpedieren und den Solarexpress stoppen.

Von den anfänglich zahlreichen Projektideen für Solarexpress-Anlagen werden mittlerweile nur noch wenige konkret weiterverfolgt. Dies liegt neben den technischen Herausforderungen u.a. auch an den hohen Kosten für diese Pionierprojekte. Bereits heute ist die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte kritisch - trotz der in Aussicht gestellten Einmalvergütung von 60 Prozent der Investitionskosten und trotz einem klaren Willen der Projektträgerinnen, einen konkreten Beitrag zur Erreichung der in der Energiestrategie des Bundes definierten Zubauziele zu leisten. Würde die Einmalvergütung nun gemäss Vorschlag des UVEK gekürzt, wäre es höchst unwahrscheinlich, dass in der Schweiz überhaupt noch alpine Solarprojekte realisiert werden. Zudem würden damit die Millionenbeträge, welche die Produzentinnen schon jetzt in die Projektierung investiert haben, zunichte gemacht.

1.4 Antrag

Damit der dringend benötigte und vom Volk beschlossene Ausbau der Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz gelingt, braucht es Investitions- und Rechtssicherheit. Produzentinnen müssen sich darauf verlassen können, dass die vom Parlament beschlossenen Förderinstrumente von der Verwaltung auch tatsächlich angewendet werden.

- ➔ Aus den genannten Gründen beantragt die Repower AG, auf die Einführung der neuen Bestimmungen von Art. 46p Abs. 1 lit. d, Art. 46u und Art. 108c Abs. 5 EnFV gänzlich zu verzichten und Art. 46j Abs. 2 EnFV entsprechend anzupassen (Streichung der Berechnung des voraussichtlichen Höchstbeitrages nach Art. 46u).

2. Investitionsbeiträge für Wasserkraftwerke

betrifft folgende Bestimmungen: Art. 58 f. EnFV, Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV

Wir begrüssen die vorgeschlagenen Ergänzungen zu Art. 58 f. EnFV. Demgegenüber lehnen wir die Einführung von Obergrenzen in der vorgeschlagenen Form (Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV) aus den folgenden Gründen ab:

2.1. Ausgangslage

Auf Gesetzesebene hat das Parlament Ausbauziele für die Wasserkraft definiert und Förderinstrumente geschaffen, damit die Schweiz diese Ziele tatsächlich erreichen kann.

Repower AG
Via da Clält 12
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
hello@repower.com
www.repower.com

Gemäss Art. 2 Abs. 2 EnG soll die Nettoproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft im Jahr 2035 mindestens 37'900 GWh und im Jahr 2050 mindestens 39'200 GWh betragen. Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter soll gemäss Art. 9a StromVG per 2040 ein Zubau von Kraftwerken zur Erzeugung von erneuerbarer Energie von mindestens 6 TWh realisiert und unterstützt werden. Davon müssen mindestens 2 TWh sicher abrufbar sein.

2.2. Einführung neuer Obergrenze

Gemäss Art. 26 Abs. 3 EnG beträgt der Investitionsbeitrag für Wasserkraftwerke höchstens 40 bzw. 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. Mit Art. 29 EnG gibt das Parlament dem Bundesrat die Kompetenz, die Einzelheiten für die Investitionsbeiträge nach Kapitel 5 zu regeln. Dazu gehören insbesondere «die Ansätze [...] einschliesslich der anrechenbaren Kosten» (Abs. 1 lit. a). «Bei der Festlegung der Ansätze *orientiert sich der Bundesrat an den ungedeckten Kosten* für die Erstellung neuer Anlagen oder die Erweiterung oder Erneuerung bestehender Anlagen.» (Abs. 2) Weiter hat der Bundesrat nach Art. 29 Abs. 1 lit. e EnG die Kompetenz, Höchstbeiträge vorzusehen.

In Art. 61 EnFV präzisiert die Verordnung bereits heute, was als «anrechenbare Investitionskosten» gilt. Neu möchte das UVEK mit Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV maximal anrechenbare Beträge definieren.

Aus unserer Sicht ist die Notwendigkeit der neuen Obergrenzen nicht ersichtlich. Die alle zwei Jahre stattfindende Freigabe der limitierten Investitionsbeiträge durch das BFE führt je länger, je mehr dazu, dass nur noch selektiv Projekte gefördert werden können. Hinzu kommt, dass der Wille des Gesetzgebers und der Bevölkerung klar ist: Die Wasserkraft in der Schweiz soll ausgebaut werden. Bereits heute ist die Erreichung der gesetzten Ausbauziele sehr herausfordernd. Die Einführung weiterer Kriterien könnte die Erreichung der gesetzten Ziele weiter erschweren. Wir erachten die Einführung einer Obergrenze in der EnFV daher nicht als zweckmässig.

Die Einführung eines Kriteriums der Verhältnismässigkeit wäre aus unserer Sicht höchstens dann sinnvoll, wenn für die vorhandenen Projekte zu wenig Fördermittel zur Verfügung stünden und die Projekte deshalb priorisiert werden müssten. Das aber würde voraussetzen, dass es zu den verhältnismässig kostenintensiven Projekten Alternativen gibt. Dies ist heute nicht der Fall. Der Vorschlag der neuen Verordnung führt also nicht dazu, dass die Ausbauziele erfüllt werden, sondern vielmehr dazu, dass die Ziele des Gesetzgebers weiterhin verfehlt werden.

2.3. Ungedeckte Kosten

Wie bereits weiter oben zitiert, gibt das Gesetz dem Verordnungsgeber vor, dass er sich bei der Festlegung der Ansätze für die Investitionsbeiträge (Art. 29 Abs. 2 EnG) an den

Repower AG	T +41 81 839 7111
Via da Clänt 12	F +41 81 839 7299
7742 Poschiavo	hello@repower.com
Schweiz	www.repower.com

ungedeckten Kosten der geförderten Projekte orientieren soll.

In diesem Zusammenhang möchten wir allgemein anmerken, dass die vom BFE im [Faktenblatt «Investitionsbeiträge für Klein- und Grosswasserkraftanlagen»](#), festgeschriebene maximale Stundenansatz für Eigenleistungen von CHF 100 unseres Erachtens nicht mit den Vorgaben des Gesetzgebers übereinstimmt. Zudem vermag sich dieser pauschale Stundensatz auch nicht auf die Verordnungsbestimmung von Art. 61 Abs. 3 EnFV abstützen, wonach Eigenleistungen anrechenbar sind, sofern sie «notwendig» und «angemessen» sind sowie «effizient» ausgeführt werden.

2.4. Ermittlung der Nettoproduktion

Die neu vorgeschlagenen Obergrenzen bemessen sich anhand der «Nettoproduktion». Dieser Begriff ist in der EnFV definiert als Elektrizitätsmenge nach Art. 11 Abs. 2 EnV. Die dortige Definition lautet: «Die Nettoproduktion entspricht der Elektrizität, die mit der Anlage produziert wird (Bruttoproduktion), abzüglich der von der Anlage selber verbrauchten Elektrizität (Hilfsspeisung).»

Für den Fall, dass der Bundesrat an der Einführung der neuen Obergrenzen mit Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV festhält, beantragen wir, dass in dieser Bestimmung eingangs klargestellt wird, dass Produktionsverluste durch zusätzlich installierte Pumpen für den Umwälzbetrieb bei der Berechnung der Nettoproduktion nach Neubau, Erweiterung und Erneuerung hinzuzurechnen sind. Zwar ist der reine Umwälzbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken derzeit von Investitionsbeiträgen grundsätzlich ausgenommen (Art. 26 Abs. 2 EnG). Wenn jedoch der Produktionsverlust aus der Pumptätigkeit bei der Berechnung der Nettoproduktion abgezogen werden müsste, wie dies das UVEK vorschlägt, würde dies den an sich förderfähigen Teil des Kraftwerks pönalisieren. Dies hätte unter Umständen zur Folge, dass auf die Pumpspeicherung verzichtet wird, obwohl gerade diese sehr systemdienlich wäre.

Flexible Wasserkraftanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) sind in der Lage, Strom zu erzeugen, zu speichern und bei Bedarf ins Netz zurückzuspeisen. Sie bilden damit eine zentrale Säule für die erfolgreiche Integration von Photovoltaikanlagen in das Schweizer Energiesystem. Je grösser die verfügbare Kapazität dieser flexiblen Wasserkraftwerke ist, desto mehr Solarstrom kann effizient aufgenommen und genutzt werden. Dies trägt wesentlich dazu bei, die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern, die Versorgungssicherheit zu stärken und eine sowohl ökonomisch tragfähige als auch volkswirtschaftlich sinnvolle Energielösung zu realisieren.

In Abs. 2^{bis} lit. c begrünnen wir die Art und Weise, wie bei erheblichen Erweiterungen, die durch bauliche Massnahmen die Speicherung einer zusätzlichen Menge Energie ermöglichen, die massgebliche Mehrproduktion hinzugerechnet wird. Diese wichtige Präzisierung sollte jedoch nicht nur im erläuternden Bericht, sondern auch im Verordnungstext festgehalten werden.

Repower AG
Via da Clalt 12
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
hello@repower.com
www.repower.com

Weiter begrüßen wir ausdrücklich den Wortlaut am Ende des Teilsatzes, wonach die Nettoproduktion vor der Erweiterung unbedingt zum angegebenen Fördersatz von CHF 1.2 Mio. pro GWh vergütet wird. An dieser Formulierung ist unbedingt festzuhalten, da eine Abweichung potenziell zur Folge hätte, dass einige Projekte unwirtschaftlich werden würden.

Mit dem von uns vorgeschlagenen neuen **Abs. 2^{ter}** soll eine Ausnahmemöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, sofern nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können. Die vorgeschlagene Formulierung orientiert sich dabei an der bereits bestehenden Ausnahmeregelung in Art. 26 Abs. 2 EnG im Hinblick auf die Förderfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken.

2.5. Antrag

Aus den genannten Gründen beantragt die Repower AG:

- 1) Auf die Einführung von Obergrenzen durch einen neuen Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV sei zu verzichten.
- 2) Für den Fall, dass der Bundesrat an der Einführung der vorgeschlagenen Obergrenzen festhält, seien in Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV die nachfolgend fett markierten Anpassungen vorzunehmen:

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

^{2bis} Maximal anrechenbar sind die folgenden Beträge, **wobei für die Ermittlung der Nettoproduktion die von Pumpspeicherkraftwerken eingesetzte Pumpenergie nicht anzurechnen ist:**

- a. bei Neuanlagen: 4 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion;
- b. bei erheblichen Erweiterungen, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstabe a fallen: 2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erweiterung;
- c. bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstaben b-e fallen: 4 Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion **unter Hinzurechnung der durch die bauliche Massnahme zusätzlichen speicherbaren Energiemenge** und 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;
- d. bei erheblichen Erneuerungen: 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erneuerung.

^{2ter} **Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beiträgen nach Absatz 2^{bis} sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu stärken.**

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse
Repower

Michael Roth
Leiter Produktion & Netz
Mitglied der Geschäftsleitung

Leonie Dörig
Leiterin Legal & Compliance

Repower AG
Via da Clalt 12
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
hello@repower.com
www.repower.com

Per E-Mail an
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ansprechpartner	Norbert Schneiderhan
Telefon	+49 7763 9278-81505
Telefax	+49 7763 9278-70299
Unsere Zeichen	sh/zis
E-Mail	schneiderhan.norbert@schluchseewerk.de

Laufenburg, 04. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 14. April 2025 haben Sie die Vernehmlassung für die eingangs genannten Verordnungsänderungen eröffnet. Die Vernehmlassungsfrist dauert bis zum 21. Juli 2025. Mit der vorliegenden Eingabe ist die Frist gewahrt. Wie gewünscht, stellen wir Ihnen unsere Stellungnahme als PDF-Version und als Word-Version zur Verfügung.

Der Bundesrat plant Anhang 3, Ziffer 3.2 Buchstabe e EnV wie folgt anzupassen:

"Nicht anrechenbar sind insbesondere: e. bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt."

Im erläuternden Bericht des UVEK wird hierzu ausgeführt:

"Gemäss Artikel 34 EnG sind dem Inhaber einer in der Schweiz errichteten Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Artikel 83a GSchG oder nach Artikel 10 BGF zu erstatten. Mit Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 hat das Bundesgericht in Bestätigung des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts entschieden, dass das BAFU mangels anderslautender Regelung auch bei Grenzwasserkraftanlagen die Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a GSchG und Artikel 10 BGF voll entschädigen muss, wenn die Schweiz die Gesamtsanierung angeordnet hat (...).

Der Bundesrat vollzieht das EnG (Art. 60 Abs. 1 EnG) und erlässt die Ausführungsbestimmungen hierzu (Art. 60 Abs. 3 EnG). Gestützt auf diese Gesetzesdelegation ist der Bundesrat ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach Artikel 34 EnG anrechenbar sind. Von dieser Kompetenz hat der Bundesrat in Anhang 3 Ziffer 3 EnV Gebrauch gemacht. Mit der vorliegenden Verordnungsänderung werden die nicht anrechenbaren Kosten nach Anhang 3 Ziffer 3.2 EnV dahingehend präzisiert, dass bei Grenzwasserkraftanlagen der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigende Kostenanteil auch bei Sanierungen nicht anrechenbar ist (vgl. dazu auch Urteil BVGer A-251/2021 vom 14. Dezember 2021, E. 7.5.1)."

Als Betreiberin eines Grenzwasserkraftwerks am Hochrhein sind wir von der **nach unserer Auffassung rechtswidrigen Verordnungsbestimmung** direkt betroffen, weshalb wir unseren Standpunkt im Rahmen des laufenden Vernehmlassungsverfahrens vorbringen wollen.

Im Bundesgerichtsurteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 zum Kraftwerk Reckingen AG betreffend Entschädigung für Kosten von Sanierungsmassnahmen legte das Bundesgericht Art. 34 EnG aus, wonach dem Inhaber einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG oder nach Art. 10 BGF zu erstatten seien.

In Erwägung 6.6 erwog das Bundesgericht:

"Zusammenfassend ergibt sich folgendes Auslegungsergebnis: Der Wortlaut von Art. 34 EnG sieht grundsätzlich die vollständige Erstattung der Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF vor. Allerdings lässt der Normtext bei Grenzwasserkraftwerken verschiedene Interpretationen zu (vgl. E. 6.2 hiervor). Die historische Auslegung von Art. 34 EnG spricht dafür, dass die vollständige Kostenerstattung auch bei Grenzwasserkraftwerken greifen soll, unabhängig davon, ob eine laufende Konzession besteht oder ob eine Konzessionserneuerung zur Diskussion steht (vgl. E. 6.3 hiervor). Auch die teleologische Auslegung von Art. 34 EnG zeigt, dass die vollständige Entschädigung der Kosten der Sanierungsmassnahmen ebenso bei Grenzwasserkraftwerken dem gesetzgeberischen Willen, wonach die möglichst zeitnahe Durchführung der erforderlichen Sanierungsmassnahmen finanziell gefördert werden soll, am besten Rechnung trägt (vgl. E. 6.4 hiervor). Aus der systematischen Auslegung von Art. 34 EnG ergeben sich demgegenüber keine klaren Hinweise, ob die Entschädigung um den ausländischen Hoheitsanteil eines Grenzwasserkraftwerks zu kürzen ist (vgl. E. 6.5 hiervor). Eine Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt daher, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind."

Das Bundesgericht gelangte somit zum Ergebnis, dass sich aus Art. 34 EnG ergibt, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, **sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken vollständig zu entschädigen sind.**

Im Bundesgerichtsurteil 2C_671/2023 vom 21. Januar 2025 musste das Bundesgericht beurteilen, ob auch die wiederkehrenden Betriebs- und Unterhaltskosten, die im Zusammenhang mit den umgesetzten Sanierungsmassnahmen im Sinne von Art. 83a GSchG oder Art. 10 BGF stehen, ebenfalls als Kosten für die Massnahmen gelten (E. 5.4). Hier gelangte das Bundesgericht zu folgendem Ergebnis (E. 5.8):

"Im Ergebnis ist die vorinstanzliche Auslegung von Art. 34 EnG nicht zu beanstanden. Unter Berücksichtigung sämtlicher Auslegungselemente ergibt sich, dass die Betriebs- und Unterhaltskosten nicht als "Kosten für die Massnahmen nach" Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF gelten. *Unter* "Kosten" im Sinne von Art. 34 EnG sind nur diejenigen Kosten zu verstehen, die durch den eigentlichen Sanierungsvorgang selbst entstehen. Bei baulichen Massnahmen trifft dies jedenfalls auf die Planungs- und Erstellungskosten zu, nicht aber auf die nach der Umsetzung der Massnahme wiederkehrend anfallenden Betriebs- und Unterhaltskosten."

Gestützt auf diese Auslegung des Gesetzestextes gelangte das Bundesgericht folgerichtig zum Ergebnis, dass Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. b EnV, wonach Kosten für den Unterhalt von Anlagen nicht anrechenbar seien, nicht gesetzeswidrig sei (E. 6.2.2).

Dabei erwog das Bundesgericht in E. 6.2.2 das Folgende:

"In materieller Hinsicht haben Vollziehungsverordnungen den Gedanken des Gesetzgebers durch Detailvorschriften näher auszuführen und auf diese Weise die Anwendbarkeit der Gesetze zu ermöglichen. Sie dürfen das auszuführende Gesetz - wie auch alle anderen Gesetze - weder aufheben noch abändern. Sie müssen der Zielsetzung des Gesetzes folgen und dürfen dabei lediglich die Regelung, die in grundsätzlicher Weise bereits im Gesetz Gestalt angenommen hat, aus- und weiterführen. Durch eine Vollziehungsverordnung dürfen dem Bürger grundsätzlich keine neuen Pflichten auferlegt werden, selbst wenn diese durch den Gesetzeszweck gedeckt wären (...). Nachdem sich aus der Auslegung von Art. 34 EnG ergeben hat, dass die "Kosten für Massnahmen nach" Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF keine dem Sanierungsvorgang nachgelagerten Betriebs- und Unterhaltskosten umfassen, führt Ziffer 3.2 lit. b Anhang 3 EnV das Gesetz nur näher aus. Die Verordnungsbestimmung erweist sich somit als gesetzeskonform."

Gestützt auf diese Erwägung 6.2.2 des Bundesgerichts muss man bei der Frage, ob Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV gesetzeskonform ist, zu folgendem Ergebnis gelangen:

Da sich aus dem Gesetzeswortlaut von Art. 34 EnG ergibt, dass auch bei Grenzwasserkraftwerken die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit vollständig zu entschädigen ist, was das Bundesgericht mittels Auslegung verbindlich für die Behörden festgestellt hat, widerspricht die Verordnungsbestimmung von Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV, wonach bei Grenzwasserkraftanlagen der Kostenanteil der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt, dem Gesetzeswortlaut von Art. 34 EnG.

Die vorgeschlagene Revision widerspricht somit dem übergeordneten Recht und der Rechtsprechung des Bundesgerichts. Es zeugt von schlechtem Stil, dass die Behörde das Bundesgerichtsurteil vom 3. Mai 2023 nicht akzeptieren möchte und auf dem Wege der Verordnungsanpassung die bundesgerichtliche Rechtsprechung aushebeln möchte, was – wie bereits ausgeführt – auf Verordnungsebene nicht möglich ist.

Wir sind deshalb davon überzeugt, dass die Gerichte in einem Rechtsmittelverfahren die Rechtswidrigkeit der Ordnungsbestimmung feststellen und die gestützt hierauf ergangenen Anwendungsakte aufheben werden. Diese Rechtsmittelverfahren sind unseres Erachtens unnötig, weshalb wir Sie ersuchen, auf die Anpassung von Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV zu verzichten.

Bei Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



RHEINKRAFTWERK ALBBRUCK-DOGERN
AKTIENGESELLSCHAFT

Rheinkraftwerk Säckingen AG · Murger Weg 2 · 79713 Bad Säckingen

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation (UVEK)

Bundesamt für Energie BFE
CH - 3003 Bern

Per E-Mail an
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Murger Weg 2
Telefon
Telefax

(D) 79713 Bad Säckingen
07761 932-0
07761 932-437

Postfach 29
Telefon
Telefax

(CH) 4332 Stein/AG
062 8664-400
062 8664-437

USt-IdNr.
Steuer-Nr. D
UID-Nr.

DE142694282
20029/76804
CHE-107.558.284 MWST

Ihre Zeichen

Ihre Nachricht vom

Unsere Zeichen
RR / JS

Durchwahl

Datum
14.07.2025

Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 14. April 2025 haben Sie die Vernehmlassung für die eingangs genannten Verordnungsänderungen eröffnet. Die Vernehmlassungsfrist dauert bis zum 21. Juli 2025. Mit der vorliegenden Eingabe ist die Frist gewahrt. Wie gewünscht, stellen wir Ihnen unsere Stellungnahme als PDF-Version und als Word-Version zur Verfügung.

Der Bundesrat plant Anhang 3, Ziffer 3.2 Buchstabe e EnV wie folgt anzupassen:

"Nicht anrechenbar sind insbesondere: e. bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt."

Im erläuternden Bericht des UVEK wird hierzu ausgeführt:

"Gemäss Artikel 34 EnG sind dem Inhaber einer in der Schweiz errichteten Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Artikel 83a GSchG oder nach Artikel 10 BGF zu erstatten. Mit Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 hat das Bundesgericht in Bestätigung des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts entschieden, dass das BAFU mangels anderslautender Regelung auch bei Grenzwasserkraftanlagen die Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a GSchG und Artikel 10 BGF voll entschädigen muss, wenn die Schweiz die Gesamtanierung angeordnet hat (...).

Der Bundesrat vollzieht das EnG (Art. 60 Abs. 1 EnG) und erlässt die Ausführungsbestimmungen hierzu (Art. 60 Abs. 3 EnG). Gestützt auf diese Gesetzesdelegation ist der Bundesrat ermächtigt zu konkretisieren, welche Kosten nach

Artikel 34 EnG anrechenbar sind. Von dieser Kompetenz hat der Bundesrat. in Anhang 3 Ziffer 3 EnV Gebrauch gemacht. Mit der vorliegenden Verordnungsänderung werden die nicht anrechenbaren Kosten nach Anhang 3 Ziffer 3.2 EnV dahingehend präzisiert, dass bei Grenzwasserkraftanlagen der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigende Kostenanteil auch bei Sanierungen nicht anrechenbar ist (vgl. dazu auch Urteil BVGer A-251/2021 vom 14. Dezember 2021, E. 7.5.1)."

Als Betreiberin eines Grenzwasserkraftwerks am Hochrhein sind wir von der **nach unserer Auffassung rechtswidrigen Verordnungsbestimmung** direkt betroffen, weshalb wir unseren Standpunkt im Rahmen des laufenden Vernehmlassungsverfahrens vorbringen wollen.

Im Bundesgerichtsurteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023 zum Kraftwerk Reckingen AG betreffend Entschädigung für Kosten von Sanierungsmassnahmen legte das Bundesgericht Art. 34 EnG aus, wonach dem Inhaber einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG oder nach Art. 10 BGF zu erstatten seien.

In Erwägung 6.6 erwog das Bundesgericht:

"Zusammenfassend ergibt sich folgendes Auslegungsergebnis: Der Wortlaut von Art. 34 EnG sieht grundsätzlich die vollständige Erstattung der Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF vor. Allerdings lässt der Normtext bei Grenzwasserkraftwerken verschiedene Interpretationen zu (vgl. E. 6.2 hiavor). Die historische Auslegung von Art. 34 EnG spricht dafür, dass die vollständige Kostenerstattung auch bei Grenzwasserkraftwerken greifen soll, unabhängig davon, ob eine laufende Konzession besteht oder ob eine Konzessionserneuerung zur Diskussion steht (vgl. E. 6.3 hiavor). Auch die teleologische Auslegung von Art. 34 EnG zeigt, dass die vollständige Entschädigung der Kosten der Sanierungsmassnahmen ebenso bei Grenzwasserkraftwerken dem gesetzgeberischen Willen, wonach die möglichst zeitnahe Durchführung der erforderlichen Sanierungsmassnahmen finanziell gefördert werden soll, am besten Rechnung trägt (vgl. E. 6.4 hiavor). Aus der systematischen Auslegung von Art. 34 EnG ergeben sich demgegenüber keine klaren Hinweise, ob die Entschädigung um den ausländischen Hoheitsanteil eines Grenzwasserkraftwerks zu kürzen ist (vgl. E. 6.5 hiavor). Eine Gesamtbetrachtung der Auslegungselemente ergibt daher, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehauhalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind."

Das Bundesgericht gelangte somit zum Ergebnis, dass sich aus Art. 34 EnG ergibt, dass die Kosten für die Sanierung des Geschiebehauhalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, **sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken vollständig zu entschädigen sind.**

Im Bundesgerichtsurteil 2C_671/2023 vom 21. Januar 2025 musste das Bundesgericht beurteilen, ob auch die wiederkehrenden Betriebs- und Unterhaltskosten, die im Zusammenhang mit den umgesetzten Sanierungsmassnahmen im Sinne von Art. 83a GSchG oder Art. 10 BGF stehen, ebenfalls als Kosten für die Massnahmen gelten (E. 5.4). Hier gelangte das Bundesgericht zu folgendem Ergebnis (E. 5.8):

"Im Ergebnis ist die vorinstanzliche Auslegung von Art. 34 EnG nicht zu beanstanden. Unter Berücksichtigung sämtlicher Auslegungselemente ergibt sich, dass die Betriebs- und Unterhaltskosten nicht als "Kosten für die Massnahmen nach" Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF gelten. Unter "Kosten" im Sinne von Art. 34 EnG sind nur diejenigen Kosten zu verstehen, die durch den eigentlichen Sanierungsvorgang selbst entstehen. Bei baulichen Massnahmen trifft dies jedenfalls auf die Planungs- und Erstellungskosten zu, nicht aber auf die nach der Umsetzung der Massnahme wiederkehrend anfallenden Betriebs- und Unterhaltskosten."

Gestützt auf diese Auslegung des Gesetzestextes gelangte das Bundesgericht folgerichtig zum Ergebnis, dass Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. b EnV, wonach Kosten für den Unterhalt von Anlagen nicht anrechenbar seien, nicht gesetzeswidrig sei (E. 6.2.2).

Dabei erwoog das Bundesgericht in E. 6.2.2 das Folgende:

"In materieller Hinsicht haben Vollziehungsverordnungen den Gedanken des Gesetzgebers durch Detailvorschriften näher auszuführen und auf diese Weise die Anwendbarkeit der Gesetze zu ermöglichen. Sie dürfen das auszuführende Gesetz - wie auch alle anderen Gesetze - weder aufheben noch abändern. Sie müssen der Zielsetzung des Gesetzes folgen und dürfen dabei lediglich die Regelung, die in grundsätzlicher Weise bereits im Gesetz Gestalt angenommen hat, aus- und weiterführen. Durch eine Vollziehungsverordnung dürfen dem Bürger grundsätzlich keine neuen Pflichten auferlegt werden, selbst wenn diese durch den Gesetzeszweck gedeckt wären (...). Nachdem sich aus der Auslegung von Art. 34 EnG ergeben hat, dass die "Kosten für Massnahmen nach" Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF keine dem Sanierungsvorgang nachgelagerten Betriebs- und Unterhaltskosten umfassen, führt Ziffer 3.2 lit. b Anhang 3 EnV das Gesetz nur näher aus. Die Verordnungsbestimmung erweist sich somit als gesetzeskonform."

Gestützt auf diese Erwägung 6.2.2 des Bundesgerichts muss man bei der Frage, ob Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV gesetzeskonform ist, zu folgendem Ergebnis gelangen:

Da sich aus dem Gesetzeswortlaut von Art. 34 EnG ergibt, dass auch bei Grenzwasserkraftwerken die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit vollständig zu entschädigen ist, was das Bundesgericht mittels Auslegung verbindlich für die Behörden festgestellt hat, widerspricht die Verordnungsbestimmung von Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV, wonach bei Grenzwasserkraftanlagen der Kostenanteil der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt, dem Gesetzeswortlaut von Art. 34 EnG.

Die vorgeschlagene Revision widerspricht somit dem übergeordneten Recht und der Rechtsprechung des Bundesgerichts. Es zeugt von schlechtem Stil, dass die Behörde das Bundesgerichtsurteil vom 3. Mai 2023 nicht akzeptieren möchte und auf dem Wege der Verordnungsanpassung die bundesgerichtliche Rechtsprechung aushebeln möchte, was – wie bereits ausgeführt – auf Verordnungsebene nicht möglich ist.

Wir sind deshalb davon überzeugt, dass die Gerichte in einem Rechtsmittelverfahren die Rechtswidrigkeit der Verordnungsbestimmung feststellen und die gestützt hierauf ergangenen

Anwendungsakte aufheben werden. Diese Rechtsmittelverfahren sind unseres Erachtens unnötig, weshalb wir Sie ersuchen, auf die Anpassung von Anhang 3, Ziffer 3.2 Bst. e EnV zu verzichten.

Bei Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



RHEINKRAFTWERK SÄCKINGEN AG

Baden, 18. Juli 2025

Bundesamt für Energie (BFE)
3003 Bern

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir als Verband der Schweizerischen Wasserwirtschaft die Möglichkeit wahr, uns im Rahmen der Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 zu den Änderungen in der Energieförderungsverordnung (EnFV), der Energieverordnung (EnV) und der Stromversorgungsverordnung (StromVV) zu äussern. Die vorliegende Stellungnahme beinhaltet unsere Kritik an allen drei Verordnungen.

1. Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV)

Bei den vorgeschlagenen Änderungen in der Energieförderungsverordnung äussern wir uns zum Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV. Mit der neuen Bestimmung sollen die maximal anrechenbaren Investitionskosten bei den Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen gedeckelt werden. Aus unserer Sicht ist der Nutzen dieser neuen Obergrenzen nicht ersichtlich. Die alle zwei Jahre stattfindende Freigabe der limitierten Investitionsbeiträge durch das BFE führt je länger, desto mehr dazu, dass nur noch selektiv Projekte gefördert werden können. Hinzu kommt, dass der Wille des Gesetzgebers und der Bevölkerung klar ist: Die Wasserkraft in der Schweiz soll ausgebaut werden. Mit den beiden neuen Ausbauzielen in Art. 2 Abs. 2 EnG und Art. 9a Abs. 2 StromVG sind auch die Wasserkraftbetreiber gefordert, den Ausbau der einheimischen Wasserkraft voranzutreiben. Die Einführung weiterer Kriterien könnte diesen Zielen hinderlich werden. Vor diesem Hintergrund steht die Einführung einer Deckelung quer in der Landschaft und wir erachten es daher als zweckmässiger, keine Höchstgrenzen in der EnFV einzuführen.

Für den Fall, dass der Bundesrat trotzdem an der Änderung festhalten will, sind in Art. 61 Abs. 2^{bis} EnFV unbedingt die folgenden fett markierten Ergänzungen aufzunehmen.

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

^{2bis} Maximal anrechenbar sind die folgenden Beträge, **wobei für die Ermittlung der Nettoproduktion die von Pumpspeicherkraftwerken eingesetzte Pumpenergie nicht anzurechnen ist:**

- a. bei Neuanlagen: 4 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion;



b. bei erheblichen Erweiterungen, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstabe a fallen: 2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erweiterung;

c. bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstaben b–e fallen: 4 Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion **unter Hinzurechnung der durch die bauliche Massnahme zusätzlichen speicherbaren Energiemenge** und 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;

d. bei erheblichen Erneuerungen: 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erneuerung.

2^{ter} Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beiträgen nach Absatz 2^{bis} sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.

Die Begründungen für die obenstehenden Ergänzungen lauten folgendermassen:

Mit der Ergänzung in Abs. 2^{bis} wird klargestellt, dass Produktionsverluste durch zusätzlich installierte Pumpen für den Umwälzbetrieb bei der Berechnung der Nettoproduktion nach Neubau, Erweiterung und Erneuerung hinzuzurechnen sind. Zwar ist der reine Umwälzbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken derzeit von Investitionsbeiträgen ausgeschlossen. Wenn jedoch der Produktionsverlust aus der Pumptätigkeit bei der Berechnung der Nettoproduktion abgezogen werden müsste, würde dies den an sich förderfähigen Teil des Kraftwerks bestrafen. Dies hätte unter Umständen zur Folge, dass auf die Pumpspeicherung verzichtet würde, obwohl gerade diese sehr systemdienlich ist.

In Abs. 2^{bis} lit. c begrünnen wir die Art und Weise, wie bei erheblichen Erweiterungen, die durch bauliche Massnahmen die Speicherung einer zusätzlichen Menge Energie ermöglichen, die massgebliche Mehrproduktion hinzugerechnet wird. Es ist richtig, dass die zusätzlich gespeicherte Energiemenge hinzugerechnet wird. Diese wichtige Präzisierung sollte jedoch nicht nur im erläuternden Bericht, sondern auch in der Verordnung festgehalten werden. Weiter begrünnen wir ausdrücklich den Wortlaut am Ende des Teilsatzes, wonach die Nettoproduktion vor der Erweiterung unbedingt zum angegebenen Fördersatz von CHF 1.2 Mio. pro GWh vergütet wird. An dieser Formulierung ist unbedingt festzuhalten, da eine Abweichung potenziell zur Folge hätte, dass einige Projekte unwirtschaftlich werden würden.

Mit dem neuen Absatz 2^{ter} soll eine Ausnahmemöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, dass nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können. Die vorgeschlagene Formulierung orientiert sich dabei an der bereits bestehenden Ausnahmeregelung in Art. 26 Abs. 2 EnG im Hinblick auf die Förderfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken, räumt aber dem BFE direkt einen entsprechenden Handlungsspielraum ein.

2. Revision der Energieverordnung (EnV)

Die Anpassung der Ziffer 3.2 Bst. e im Anhang 3 zur EnV lehnen wir aus verschiedenen Gründen klar ab. Diverse Grenzkraftwerke sind unmittelbar von der Änderung betroffen. Im Folgenden legen wir Ihnen die Argumente für unsere ablehnende Haltung dar.

Anpassung ist rechtsstaatlich und staatspolitisch fragwürdig

Mit der vorgeschlagenen Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», wonach die Erstattung der vollständigen Kosten der Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 Energiegesetz (EnG) auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Im erläuternden Bericht wird argumentiert, dass der Bundesrat gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG dazu ermächtigt ist zu konkretisieren, welche Kosten nach Art. 34 EnG anrechenbar sind. Da sich diese vermeintliche Konkretisierung jedoch nicht im Rahmen des übergeordneten Gesetzes bewegt, handelt der Bundesrat aus unserer Sicht widerrechtlich, wenn er versucht, Gesetzesrecht durch eine Verordnungsanpassung abzuändern. Er verstösst damit gleich doppelt gegen fundamentale rechtsstaatliche Prinzipien. Erstens, indem er mit einer Verordnungsänderung das vom Parlament erlassene Gesetzesrecht aushebelt. Zweitens, indem er ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgehen will, ohne eine dafür nötige Gesetzesrevision anzustossen. Last but not least widerspricht die Verordnungsänderung Art. 43 Abs. 1 des Wasserrechtsgesetzes (WRG), wonach eine Konzession dem Konzessionär ein wohlverworbenes Recht auf die Nutzung eines Gewässers gewährt. Denn durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würden Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlverworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

Unzulässige Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Durch die Änderung würden Kraftwerke zukünftig nicht mehr gleichbehandelt. Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a Subventionsgesetz (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Gesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung, wogegen bei Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da gemäss Art. 34 EnG die vollständigen Kosten unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden müssen, genügt eine konkretisierende Verordnungsänderung als gesetzliche Grundlage für diese Ungleichbehandlung nicht. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst angezeigt. Zweitens würden mit der neuen Regelung Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obwohl es keine triftigen Gründe dafür gibt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlverworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird. Eine Ungleichbehandlung ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar.

Gewässersysteme müssen gesamtheitlich betrachtet werden

Sanierungen dienen dem ökologischen aber auch dem öffentlichen Wohl, da naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen daher nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt zugute, sondern dem

Gewässersystem als Ganzes. Indem Fischaufstiegshilfen am Hochrhein beispielsweise die Wanderung der Fische in die Systeme der Aare, Reuss, Limmat und der Thur ermöglichen, haben sie einen sehr direkten positiven Einfluss auf rein schweizerische Gewässer. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können nur ihren vollen Nutzen entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Die Sanierung dieser wichtigen Gewässerabschnitte wird jedoch durch die vorgeschlagene Änderung akut gefährdet und ist weder im Interesse der Kraftwerksbetreiber, der Natur und der Gesellschaft.

Finanzielle Zusatzbelastung für Standortkantone der Grenzkraftwerke

Die Beschränkung auf den schweizerischen Hoheitsanteil würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die Änderung CHF 200 Mio. einsparen. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlverworbene Recht der Kraftwerksinhaberin. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone aufkommen. Dass die geplante Änderung keine finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Eine Kostentragung des Nachbarstaates gegenüber der Kraftwerksinhaberin würde voraussetzen, dass der Nachbarstaat gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte. Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall. Werden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, führt dies dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten nicht oder nur minimal umgesetzt werden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund verschiedener Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies kann je nach Konstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden von den heimfallberechtigten Gemeinwesen getragen.

Negative Auswirkungen auf die Umwelt

Laut dem erläuternden Bericht soll die Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Sanierungspflicht und die zur Verfügung stehenden Mittel unverändert bleiben. Diese Beurteilung greift aus Sicht des SWV zu kurz. Wie zuvor bereits dargelegt, würde die Sanierung von Grenzgewässern aufgrund von Diskussionen zwischen Stakeholdern jahrelang verzögert. Für Aale und Lachse hätte dies beispielsweise einschneidende Folgen, da ihre freie Wanderung durch die fehlende Sanierung auch zukünftig nicht gewährleistet wäre. Denkbar ist zudem, dass als Folge der finanziellen Situation nur noch Massnahmen mit den niedrigsten Kostenfolgen, jedoch nicht unbedingt diejenigen mit dem grössten ökologischen Potenzial angeordnet würden. Der ökologische Nutzen der Sanierungen würde insgesamt abnehmen, wovon nicht nur die grossen Grenzflüsse, sondern auch die rein schweizerischen Gewässer negativ betroffen wären.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Änderung die nationalen und kantonalen Ziele und laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Gewässer torpedieren würde.

3. Revision der Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Bei der Stromversorgungsverordnung möchten wir auf eine Unstimmigkeit hinweisen, die zwar nicht Gegenstand der vorliegenden Revision ist, jedoch aufgrund ihrer Relevanz speziell erwähnt werden muss. Bereits im Rahmen der Vernehmlassung zu den Verordnungen des Mantelerlasses hat die Branche beim Art. 19c StromVV die Einschränkung der Bestimmung auf Photovoltaikanlagen gefordert. Die 3%-Regelung hat ihre Basis in der Abregelung von PV-Einspeisung und ist dort sachlich gerechtfertigt. In Bezug auf steuerbare Wasserkraftanlagen ist die unentgeltliche garantierte Flexibilitätsnutzung dagegen nicht rechtfertigbar. Aus unserer Sicht ist es deshalb nach wie vor falsch, die Bestimmung technologieoffen auszugestalten und damit die Wasserkraftbetreiber zu bestrafen. Die drohenden Ertragseinbussen würden ein falsches Signal für den dringend benötigten Zubau flexibler Wasserkraftwerke setzen und sind deshalb vom BFE zu korrigieren. Durch die Beschränkung auf PV-Anlagen auf Netzebene 7 kann diese Fehlentwicklung noch vor Inkrafttreten der Änderung am 1. Januar 2026 verhindert werden.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen bedanken wir uns im Voraus.



Andreas Stettler
Geschäftsführer SWV



Manuela Rihm
Kommunikation und Politik

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) setzt sich seit 1910 für die Förderung der einheimischen Wasserkraft ein. Er vertritt die Interessen der Wasserkraftbetreiber, des Hochwasserschutzes und beschäftigt sich mit ökologischen Fragen rund um die Wasserwirtschaft in der Schweiz.

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Per E-Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Ihr Kontakt
Michael Rudolf
T direkt +41 58 580 35 15
michael.rudolf@swissgrid.ch

9. Juli 2025

Swissgrid Stellungnahme - Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie. Gerne äussern wir uns nachfolgend zu den Änderungen in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW).

Swissgrid begrüsst den Gedanken einer IT-Applikation zur Unterstützung der Stromkontingentierungsmassnahmen resp. Vorbereitungs- und Umsetzungsmassnahmen für den Fall einer Strommangellage. Mit einer solchen IT-Applikation und Verwendung von Mess- und Stammdaten von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern kann voraussichtlich eine wesentliche Steigerung der Leistungsfähigkeit und der Effizienz der Prozesse erfolgen. Hinsichtlich der vorgesehenen Umsetzung haben wir jedoch Fragen und sehen Präzisierungsbedarf.

Begründung des Bedarfs

Nach Ansicht von Swissgrid sind die Ausführungen der Erläuterungen hinsichtlich des Bedarfs dieses Vorhabens auffallend knapp. Dies auch in Anbetracht der mit dem Vorhaben einhergehenden Datenlieferungen. Swissgrid regt an, dass die Erläuterungen überarbeitet werden und ausführlicher auf den Bedarf und den Mehrwert der IT-Applikation eingehen.

Effizienz der Umsetzung

Gemäss den Erläuterungen soll es der wirtschaftlichen Landesversorgung und der OSTRAL möglich sein, die Daten von der zentralen Datenplattform zu erhalten (Erläuterungen S. 3). Dies

um eine mehrfache Erhebung von Daten sowie unnötige Schnittstellen zu vermeiden. Swissgrid begrüsst dies im Sinne der Effizienz. Darauf aufbauend stellt sich die Frage, weshalb nicht die zentrale Datenplattform selbst für die Zwecke der wirtschaftlichen Landesversorgung genutzt wird, anstatt eine neue IT-Applikation aufzubauen? Hierdurch liessen sich Doppelspurigkeiten vermeiden. Auch hierzu vermisst Swissgrid eine Begründung in den Erläuterungen. Sofern nicht bereits erfolgt, regen wir zudem an, dass der Bund ihre «Anlaufstelle Datenökosystem Schweiz» miteinbezieht.

Gewährleistung der Datenqualität

Der Bundesrat hat bisher davon abgesehen, dass die zentrale Datenplattform Messdaten speichert (Umsetzung von Art. 17g Abs. 4 Bst. c StromVG). Bei den über die Datenplattform gelieferten Daten erfolgt deshalb nur eine Prüfung der Qualität des Datenversands, nicht aber eine inhaltliche Prüfung der Datenqualität. Gemäss Art. 3a Abs. 2 VOEW sollen aber Messdaten zuhanden der neuen IT-Applikation über die zentrale Datenplattform beschafft werden. Offen ist damit, wie und durch wen die inhaltliche Plausibilisierung der Messdaten erfolgt. Wir beantragen eine Klärung.

Datenschutz und Schutz vor Cyberbedrohungen

Die Verordnungsentwürfe enthalten kaum Bestimmungen zu Datenschutz und dem Schutz vor Cyberbedrohungen. Nach Ansicht von Swissgrid haben für vorliegende Datenbearbeitungen grundsätzlich die gleichen oder vergleichbare (Mindest-)Anforderungen zu gelten wie für vergleichbare Datenbearbeitungen durch die Elektrizitätswirtschaft. Wir verweisen auf folgende Bestimmungen:

- Art. 17c und 17j Abs. 1 StromVG: Diese Bestimmungen regeln die Anwendbarkeit des **Datenschutzgesetzes** bei der Bearbeitung von Personendaten im Zusammenhang mit intelligenten Mess-, Steuer- oder Regelsystemen.
- Art. 8a^{quater} Abs. 1 StromVV: Gemäss dieser Bestimmung hat der Datenplattformbetreiber die Empfehlungen des **IKT-Minimalstandard** gemäss dem **Schutzniveau** für die **Kategorie A** umzusetzen.
- Art. 1b Abs. 3 VOEW: Diese Bestimmung ist ähnlich zum vorliegenden Art. 3a Abs. 5 VOEW enthält aber zusätzlich die Pflicht einer **automatischen Protokollierung von Datenbearbeitungen**.

Zu den weiteren Verordnungen hat Swissgrid keine Anmerkungen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Swissgrid AG

DocuSigned by:

F3E47C02D68A47B...
Hansjürg Stiffler
Head of Finance & Energy Data

DocuSigned by:

825A643D35DA44A...
Michael Schmid
Head of Legal, Regulatory & Compliance

Bundesamt für Energie BFE

per E-Mail als Word und .pdf an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Anne Wolf

Director Public Affairs and
Communications

Swisspower AG

Schweizerhof-Passage 7
3011 Bern

Telefon +41 44 253 82 18
anne.wolf@swisspower.ch

21. Juli 2025

Stellungnahme der Swisspower AG: Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE)

Sehr geehrte Damen und Herren

Swisspower ist die strategische Allianz von 20 Schweizer Stadtwerken und regionalen Versorgungsunternehmen. Mit dem Swisspower-Masterplan vereinbaren wir Leitlinien zur Realisierung einer sicheren und erneuerbaren Energieversorgung der Schweiz. In unserer Allianz entwickeln die Swisspower-Stadtwerke Partnerschaften und Projekte, stärken ihre Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit und vertreten ihre Interessen gegenüber der Politik und in der Öffentlichkeit. Gemeinsam beliefern die Swisspower-Stadtwerke rund eine Million Schweizer Haushalte mit Elektrizität und bedienen 43 Prozent des Schweizer Gasmarktes. Damit leisten sie einen entscheidenden Beitrag zur Schweizer Energieversorgung.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zu den vorliegenden Verordnungsänderungen Stellung zu nehmen und äussern uns gerne wie folgt.

1. Allgemeine Beurteilung

Swisspower unterstützt die vorgeschlagenen der Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf Verordnungsebene gemäss Beschluss im Mantelerlass. Gleichwohl sind diese äusserst ambitioniert. Swisspower appelliert an die Politik, die notwendigen Massnahmen für die Erreichung dieser Ziele pragmatisch und lösungsorientiert aufzugleisen und umzusetzen. In diesem Zusammenhang gilt es insbesondere, einen mehrheitsfähigen Beschleunigungserlass zu verabschieden und den Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes voranzutreiben.

Für Swisspower ist es in diesem Zusammenhang von hoher Dringlichkeit, neben dem generellen Ausbau gezielt die Winterstromproduktion sowie saisonale Speicherlösungen wie erneuerbare Gase in der Energiepolitik stärker zu unterstützen. In diesem Sinne befürworten wir die Einführung eines Winterstrombonus, welcher gezielt die Stromproduktion aus PV im

Winterhalbjahr motiviert. Wir möchten dabei beliebt machen, dass die verordneten Neigungswinkel dahingehend geprüft werden, dass sie tatsächlich die maximale Einspeisung im Winterhalbjahr ermöglichen.

Swisspower lehnt hingegen die vorgeschlagenen Änderungen in der Energieförderungsverordnung bezüglich der Förderung alpiner Solaranlagen entschieden ab. Die Einführung einer Förderobergrenze so spät im Projektprozess nach einer eigentlichen Verlängerung auf Gesetzesebene kommt einer «Veränderung der Spielregeln während des Spiels» gleich mit erheblichen finanziellen Folgen für die Projektanten und einer Schwächung des Vertrauens in die Energiepolitik des Bundes. Das eigentliche Ziel des Solarexpress – die Stärkung der Winterstromproduktion – bleibt auf der Strecke.

Zudem spricht sich Swisspower für die ersatzlose Streichung von Anhang 3, Ziff. 3.2 der EnV zur Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils bei GSchG-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen aus. Wird bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Hoheitsanteil der anfallenden Kosten entschädigt, führt dies zu hohen Investitionskosten bei den Inhabern der Wasserkraftanlagen, die von den Nachbarländern nicht entschädigt werden. Dadurch ist sehr wahrscheinlich, dass grosse Sanierungsmassnahmen bei den Grenzkraftwerken nicht realisiert werden.

2. Stellungnahme zu einzelnen Bestimmungen

Energieförderungsverordnung

Art. 46u Höchstbeitrag

Swisspower beantragt die Streichung des neuen Höchstbeitrages für alpine Solaranlagen des Solarexpress. Diese plötzliche Verschärfung des Förderregimes untergräbt das Vertrauen in die Energiepolitik des Bundes: Zahlreiche Energieversorger haben mit der Entwicklung alpiner Solaranlagen ein hohes unternehmerisches Risiko auf sich genommen und jedes für sich Pionierarbeit im hochalpinen Gelände geleistet, um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu stärken. Sie sind damit ihrem Auftrag aus der Politik nachgekommen. Versorgungssicherheit braucht jedoch Planungssicherheit. Und hier gilt es festzuhalten: Die Zeithorizonte von Infrastrukturprojekten wie es grosse Energieproduktionsanlagen sind, sind absolut unvereinbar mit derart kurzfristigen Änderungen auf regulatorischer Ebene. Swisspower weist eindringlich darauf hin, dass ein solches Vorgehen hinsichtlich des enormen Investitionsbedarfs der Energiewende auf keinen Fall zur Regel werden darf.

Wir verweisen an dieser Stelle auf das Schreiben vom 16. Mai 2025, welches uns von unseren bei ParsennSolar involvierten Stadtwerken zugestellt wurde und deren Perspektive in Detail schildert. Dieses wurde bereits mit dem Bundesamt für Energie geteilt und ist als integraler Bestandteil dieser Stellungnahme zu betrachten.

Energieverordnung

Anhang 3, Ziffer 3.2 EnV

Swisspower beantragt, die Änderung des Anhangs 3, Ziffer 3.2 der EnV ersatzlos zu streichen.

Die geplante Änderung von Anhang 3, Ziff. 3.2 der EnV zur Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils bei GSchG-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen verstösst unseres Erachtens gegen den Grundsatz in Art. 34 des Energiegesetzes (EnG), demnach den Inhabern einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für die Massnahmen nach Art. 83a des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer (GSchG) oder nach Art. 10 des Bundesgesetzes über die Fischerei (BGF) zu erstatten sind. Laut Bundesgericht gilt dieser Grundsatz auch bei Grenzkraftwerken (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen). Eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil erachtet das oberste Schweizer Gericht als nicht zulässig. Mit dieser Ergänzung der EnV wird der Vollzug der Rechtsprechung gemäss erwähntem Entscheid grösstenteils umgangen. Zudem führt die vorgesehene Änderung zu einer Ungleichbehandlung der Grenzkraftwerke im Vergleich zu «innerschweizerischen» Kraftwerken.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Für erläuternde Auskünfte stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Swisspower AG

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "R. Kaufmann".

Ronny Kaufmann
CEO

A handwritten signature in black ink, appearing to read "A. Wolf".

Anne Wolf
Director Public Affairs / Communications

Bundesamt für Energie (BFE)
3005 Bern
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Baden, 3. Juli 2025

Vernehmlassung zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV)

Gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns im Rahmen der «Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025» zur Teilrevision der Energieverordnung (EnV) zu äussern. Der Verband Aare-Rheinwerke (VAR) wurde 1915 gegründet und besteht aus 29 Mitgliedunternehmen bzw. 33 Wasserkraftwerken an der Aare unterhalb des Bielersees, der Limmat unterhalb des Zürichsees, an der Reuss unterhalb des Vierwaldstättersees und am Hochrhein. Die Kraftwerke produzieren ca. 8'200 GWh erneuerbaren Strom pro Jahr, was rund einem Viertel der gesamten schweizerischen Wasserkraftproduktion entspricht. Damit leisten die Mitglieder des VAR einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit in der Schweiz. Die 14 Kraftwerke entlang des Hochrheins sind mehrheitlich Grenzkraftwerke und von der vorgeschlagenen Änderung unmittelbar betroffen.

Die Anpassung der Ziffer 3.2 Bst. e im Anhang 3 zur EnV lehnen wir aus verschiedenen Gründen klar ab. Im Folgenden legen wir Ihnen unsere Argumente dar.

Änderung ist rechtsstaatlich und staatspolitisch fragwürdig

Mit der vorgeschlagenen Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts¹ «korrigieren», wonach die Erstattung der vollständigen Kosten der Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 Energiegesetz (EnG) auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Im erläuternden Bericht wird argumentiert, dass der Bundesrat gestützt auf die Gesetzesdelegation in Art. 60 Abs. 3 EnG dazu ermächtigt ist zu konkretisieren, welche Kosten nach Art. 34 EnG anrechenbar sind. Da sich diese vermeintliche Konkretisierung jedoch nicht im Rahmen des übergeordneten Gesetzes bewegt, handelt der Bundesrat aus unserer Sicht widerrechtlich, wenn er versucht, Gesetzesrecht durch eine Verordnungsanpassung abzuändern. Er verstösst damit gleich doppelt gegen fundamentale rechtsstaatliche Prinzipien. Erstens, indem er mit einer Verordnungsänderung das vom Parlament erlassene Gesetzesrecht aushebelt. Zweitens, indem er ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts umgehen will, ohne eine dafür nötige Gesetzesrevision anzustossen. Last but not least widerspricht die Verordnungsänderung Art. 43 Abs. 1 des Wasserrechtsgesetzes (WRG), wonach eine Konzession dem Konzessionär ein wohlerworbenes Recht auf die Nutzung eines Gewässers gewährt. Denn durch die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil würden Grenzkraftwerken der Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht nicht voll, sondern nur im Umfang des Schweizer Hoheitsanteils entschädigt, was Art. 43 Abs. 2 WRG widerspricht.

¹ BGer: Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023, [Link zum Urteil](#).

Unzulässige Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Durch die Änderung würden Kraftwerke zukünftig nicht mehr gleichbehandelt. Erstens kämen aufgrund von Art. 36 Bst. a Subventionsgesetz (SuG) jene Grenzwasserkraftwerke, bei denen das Sanierungsverfahren vor der geplanten Änderung bereits so weit fortgeschritten war, dass Gesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Erstattung, wogegen bei Grenzwasserkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Änderung Entschädigungen beantragen könnten, die Kosten nur gemäss schweizerischem Hoheitsanteil erstattet würden. Da gemäss Art. 34 EnG die vollständigen Kosten unabhängig von der Konzessionssituation der sanierungspflichtigen Werke erstattet werden müssen, genügt eine konkretisierende Verordnungsänderung als gesetzliche Grundlage für diese Ungleichbehandlung nicht. Vielmehr wäre eine Regelung im Gesetz selbst angezeigt.

Zweitens würden mit der neuen Regelung Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt, obwohl es keine triftigen Gründe dafür gibt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung gemäss Art. 3 Abs. 2 SuG für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Der Grund für die Abgeltung liegt darin, dass durch die Anordnung der Massnahmen in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerkinhaberinnen eingegriffen wird. Eine Ungleichbehandlung ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar.

Gewässersysteme müssen gesamtheitlich betrachtet werden

Sanierungen dienen dem ökologischen aber auch dem öffentlichen Wohl, da naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen daher nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt zugute, sondern dem Gewässersystem als Ganzes. Indem Fischaufstiegshilfen am Hochrhein beispielsweise die Wanderung der Fische in die Systeme der Aare, Reuss, Limmat und der Thur ermöglichen, haben sie einen sehr direkten positiven Einfluss auf rein schweizerische Gewässer. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können nur ihren vollen Nutzen entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Die Sanierung dieser wichtigen Gewässerabschnitte wird jedoch durch die vorgeschlagene Änderung akut gefährdet und ist weder im Interesse der Kraftwerksbetreiber, der Natur und der Gesellschaft.

Finanzielle Zusatzbelastung für Standortkantone der Grenzkraftwerke

Die Beschränkung auf den schweizerischen Hoheitsanteil würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die Änderung CHF 200 Mio. einsparen. Werden die Kosten dafür nur teilweise über den Netzzuschlagsfonds erstattet, verbleibt ein zu entschädigender Eingriff in das wohlerworbene Recht der Kraftwerkinhaberinnen. Für die nicht durch den Netzzuschlagsfonds gedeckten Entschädigungen müssten die Standortkantone aufkommen. Dass die geplante Änderung keine belastenden finanziellen Auswirkungen auf die Kantone habe, trifft demnach nicht zu.

Ebenso ist unzutreffend, dass sich die Kostentragung für durch die Schweiz angeordnete Massnahmen für den ausländischen Hoheitsanteil nach ausländischem Recht beurteilen würde. Eine Kostentragung des Nachbarstaates gegenüber der Kraftwerkinhaberinnen würde voraussetzen, dass der Nachbarstaat gestützt auf eigenes Recht anderweitige Massnahmen angeordnet hätte. Das ist bis anhin bei keinem einzigen Grenzkraftwerk der Fall.

Verband Aare-Rheinwerke

Gruppe des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes

Werden die Kosten der Sanierungen nicht vollständig erstattet, führt dies dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten nicht oder nur minimal umgesetzt werden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund verschiedener Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies kann je nach Konstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Auch diese Kosten würden von den heimfallberechtigten Gemeinwesen getragen.

Negative Auswirkungen auf die Umwelt

Laut dem erläuternden Bericht soll die Änderung keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt haben, da die Sanierungspflicht und die zur Verfügung stehenden Mittel unverändert bleiben. Diese Beurteilung greift aus Sicht des VAR zu kurz. Wie zuvor bereits dargelegt, würde die Sanierung von Grenzgewässern aufgrund von Diskussionen zwischen Stakeholdern jahrelang verzögert. Für Aale und Lachse hätte dies beispielsweise einschneidende Folgen, da ihre freie Wanderung durch die fehlende Sanierung auch zukünftig nicht gewährleistet wäre. Denkbar ist zudem, dass als Folge der finanziellen Situation nur noch Massnahmen mit den niedrigsten Kostenfolgen, jedoch nicht unbedingt diejenigen mit dem grössten ökologischen Potenzial angeordnet würden. Der ökologische Nutzen der Sanierungen würde insgesamt abnehmen, wovon nicht nur die grossen Grenzflüsse, sondern auch die rein schweizerischen Gewässer negativ betroffen wären.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Änderung die nationalen und kantonalen Ziele und laufenden Bemühungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Schweizer Gewässer torpedieren würde.

Für die Berücksichtigung unserer Argumente bedanken wir uns im Voraus.

Freundliche Grüsse



Andreas Stettler
Geschäftsführer VAR



Manuela Rihm
Kommunikation und Politik

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

16. Juli 2025

Jacqueline Kalberer, Direktwahl +41 62 825 25 64, jacqueline.kalberer@strom.ch

Stellungnahme zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision von Verordnungen im Energiebereich Stellung nehmen zu können. Der VSE begrüsst grundsätzlich die geplanten Änderungen der energiepolitischen Verordnungen, sieht jedoch in mehreren Punkten erheblichen Anpassungsbedarf. Die detaillierten Anträge des VSE zu den einzelnen Verordnungen sind den entsprechenden Synopsen zu entnehmen, welche integraler Bestandteil der Stellungnahme sind und dieser Stellungnahme beiliegen.

I. EnFV: Widersprüche zum Willen des Gesetzgebers vermeiden

Besonders kritisch beurteilt der VSE die **Einführung eines Höchstbetrags für die Förderung alpiner Solaranlagen** in der Energieförderungsverordnung (EnFV), da dies dem politischen Willen widerspricht, die Projekte des Solar-Expresses erfolgreich abzuschliessen. Der Solar-Express trat im Herbst 2022 mit einer Änderung des Energiegesetzes (Art. 71a EnG) in Kraft und hat zum Ziel, den Ausbau alpiner Solaranlagen mittels gezielter Förderung rasch voranzutreiben. Die Projekte des Solar-Expresses leisten einen wichtigen Beitrag zur Winterstromproduktion und bringen entscheidende Vorteile bezüglich der Systemintegration der produzierten Energie. In der Frühjahrssession 2025 hat das Parlament den Solar-Express verlängert, denn es hat sich gezeigt, dass es aufgrund der Entwicklungs-, Planungs- und Bewilligungsprozesse sehr schwierig bis unmöglich ist, diese Projekte innerhalb der ursprünglich gesetzten Fristen zu realisieren. Ein Minderheitsantrag (Strupler, Egger Mike, Giezendanner, Graber, Guggisberg, Imark, Rüeegg, Wasserfallen Christian) zur Einführung eines Höchstbetrags wurde in diesem Rahmen abgelehnt. Aufgrund der Signale aus der Politik, am bestehenden Förderregime festzuhalten und dieses über 2025 hinaus weiterzuführen, haben die Projektentwickler weiterhin unter Hochdruck an ihren Projekten gearbeitet und bereits Millionen in die Entwicklung investiert – obwohl diese Projekte mit erheblichen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert sind. Die nun geplante Einführung eines Höchstbeitrags auf dem Verordnungsweg bedeutet eine Abkehr vom bestehenden Förderregime. Sie führt faktisch bis zu einer

Halbierung der Förderung für die Anlagen des Solar-Expresses, die gemäss der Übersichtsliste des VSE momentan noch verfolgt werden. Eine Anpassung des Förderregimes zum jetzigen Zeitpunkt gefährdet die Realisierung dieser Anlagen und damit den Ausbau der Winterstromproduktion und die Versorgungssicherheit.

Des Weiteren besteht kein sachlicher Grund dafür, dass ein Anspruch auf den **Winterstrombonus** den Anspruch auf andere Boni ausschliesst. Der Winterstrom- muss mit dem Parkflächenbonus kombinierbar sein, da beide Boni unterschiedliche Ziele verfolgen und sich folglich ergänzen.

Der VSE begrüsst, dass bei erheblichen Erweiterungen von Wasserkraftanlagen zusätzlich gespeicherte Energiemengen als massgebliche **Mehrproduktion** gelten und dementsprechend gefördert werden. Diverse Wasserkraftprojekte wie zum Beispiel der Grimselsee oder der Oberarsee erbringen durch die Staumauererhöhung zwar wenig oder gar keine zusätzliche Produktion über das ganze Jahr gesehen, allerdings sehr viel zusätzliche Produktion im Winter.

Hingegen ist der Begriff der **«Nettoproduktion»** in der Verordnungsvorlage dahingehend zu präzisieren, dass auch Pumpspeicherkraftwerke wie das Projekt «Grimsel 4» förderberechtigt sind. Sie leisten einen wichtigen Beitrag zur Integration von Photovoltaik- und Windenergie, gleichen in den Wintermonaten Lastspitzen aus und tragen mit ihrer flexiblen Betriebsweise wesentlich zur Stabilisierung des Stromnetzes bei.

II. EnV: Massnahmen für Zielerreichung bei Windenergie nötig

Die Einführung von Zwischenzielen für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Energieverordnung (EnV) ist sinnvoll. In diesem Zusammenhang ist die Bedeutung der Windenergie als wertvolle Ergänzung zur Photovoltaik und Wasserkraft hervorzuheben. Die aktualisierte Studie **«Energiezukunft 2050»** des VSE zeigt, dass Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Winterstromproduktion leisten kann. Dank der Festsetzung von Zwischenzielen in der Verordnung wird es möglich, den Fortschritt zu messen, rasch zu handeln und auf gesetzgeberischem Weg Massnahmen zu ergreifen, wenn sich abzeichnet, dass die Zielwerte nicht erreicht werden. Insbesondere beim Ausbau der Produktion aus Windenergie sieht der VSE dringenden Handlungsbedarf.

Gleichzeitig warnt der VSE davor, dass die Sanierung bestehender Grenzwasserkraftwerke durch neue regulatorische Hürden verzögert werden könnte, was angesichts stagnierender Ausbauprojekte vermieden werden muss. Es gilt zu beachten, dass die Änderung der EnV in Bezug auf die Anrechenbarkeit von Kosten im Umfang des ausländischen Hoheitsanteils übergeordnetem Recht widerspricht, wie das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022 festgestellt hat.

III. StromVV und VOEW: Übergangslösung bis Inbetriebnahme der Datenplattform zu prüfen

Bezüglich der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) begrüsst der VSE ausdrücklich die vorgesehene rechtliche Verankerung des Datenzugangs für die wirtschaftliche Landesversorgung und die nach Artikel 60 LVG beauftragten Organisationen. Der Zugang zu Mess-,

Stamm- und Prognosedaten ist aus Sicht des VSE essenziell für die Vorbereitung und Umsetzung von Interventionsmassnahmen zur Sicherstellung der Versorgung. Positiv hervorzuheben ist die geplante Nutzung der nationalen Datenplattform für die Zwecke der wirtschaftlichen Landesversorgung. Dadurch kommen wichtige Synergien in der Datenerfassung und -verwaltung zum Tragen. Da die Datenplattform voraussichtlich frühestens 2027 operativ sein wird, weist der VSE darauf hin, dass ggf. eine Übergangslösung für die Bereitstellung der erforderlichen Daten definiert werden muss.

Insgesamt fordert der VSE, dass die genannten Punkte in der finalen Ausgestaltung der Verordnungen berücksichtigt werden, um die Versorgungssicherheit, die Investitionssicherheit und die Umsetzung der energiepolitischen Ziele der Schweiz nicht zu gefährden. Weitere Ausführungen zu den Forderungen des VSE finden sich in entsprechenden Synopsen, welche dieser Stellungnahme beiliegen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für allfällige Rückfragen gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
VSE / AES

A blue ink signature of Michael Frank.

Michael Frank
Direktor

A blue ink signature of Nadine Brauchli.

Nadine Brauchli
Bereichsleiterin Energie

Beilage: VSE-Synopsen_EnFV-EnV-StromVV-VOEW

Änderungen der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung EnFV, 730.03)

Synoptische Darstellung der geplanten Änderungen im Verhältnis zum geltenden Recht inkl. Anträge und Kommentare des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

16. Juli 2025

Wichtigste Punkte

- Die Einführung eines Höchstbetrags für die Förderung von alpinen Solaranlagen widerspricht dem politischen Willen des Gesetzgebers, dass die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expresses fertiggestellt werden können. Diese Projekte haben bereits im bestehenden Regime grosse technische und kommerzielle Herausforderungen. Materiell führt die Einführung des Höchstbeitrages in Abhängigkeit der Winterhalbjahresproduktion bis zu einer Halbierung der Förderung für diese Anlagen.
- Die Einführung eines Winterstrombonus wird grundsätzlich begrüsst und ist aus Versorgungssicherheitsüberlegungen sinnvoll. Es ist aber nicht ersichtlich, warum der Winterstrombonus nicht mit dem Parkflächenbonus kombinierbar sein sollte. Diese beiden Boni visieren unterschiedliche Ziele an, die jeweils additiv gefördert werden sollten.
- Die Formulierung der Fördergrenzen für die Investitionsbeiträge von Wasserkraftanlagen in Bezug auf «Nettoproduktion» ist problematisch. Pumpspeicherkraftwerksprojekte (z.B. Grimsel 4), welche einen wichtigen Beitrag zur Integration von Photovoltaik- und Windenergie leisten, insbesondere in den Wintermonaten Lastspitzen ausgleichen und mit ihrer flexiblen Betriebsweise wesentlich zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen, würden gemäss diesem Verordnungsentwurf kaum oder keine Förderung erhalten können.
- Die bestehenden Auswahlkriterien der Investitionsbeiträge für Wasserkraftprojekte ermöglichen die Förderung der kostengünstigsten Projekte. Die Festlegung von maximalen Investitionsbeiträgen ist folglich unnötig und nicht zielführend. Eine Steuerung der Beiträge ist bereits über die Beschränkung der ausgeschriebenen Menge gegeben.

Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>Art. 9 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen</p> <p>1 Nebst den Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, sind folgende Wasserkraftanlagen von der Untergrenze nach Artikel 19 Absatz 4 Buchstabe a EnG ausgenommen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Dotierkraftwerke; b) Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden; c) Nebennutzungsanlagen wie Wasserwasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneigungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser. <p>2 Nebst den Nebennutzungsanlagen nach Artikel 26 Absatz 4 EnG sind folgende Wasserkraftanlagen von der Untergrenze nach Artikel 26 Absatz 1 EnG ausgenommen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Dotierkraftwerke; 	<p>Art. 9 Ausnahmen von den Untergrenzen bei Wasserkraftanlagen</p> <p>1 Folgende Wasserkraftanlagen sind von den Untergrenzen nach Artikel 19 Absatz 4 Buchstabe a, 26 Absatz 1 und 29a Absatz 1 Buchstaben a und b EnG ausgenommen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Dotierkraftwerke; b) Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden; c) Nebennutzungsanlagen wie Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs-, Beschneigungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, Wasserwasserkraftanlagen oder Wasserkraftanlagen zur Nutzung von Tunnelwasser. <p>2 Nicht als Nebennutzungsanlage gilt eine Anlage, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) eines der Anlagenteile, das sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dient wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist; oder 		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>b) Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden;</p> <p>c) Anlagen, an denen Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG) oder Artikel 10 des Bundesgesetzes vom 21. Juni 1991 über die Fischerei (BGF) umgesetzt werden oder wurden, sofern durch die Erweiterung oder die Erneuerung keine neuen oder zusätzlichen ökologischen Beeinträchtigungen entstehen.</p>	<p>b) für die Nebennutzung eine zusätzliche Wasserfassung erstellt wird.</p> <p>3 Nebst den Anlagen nach Absatz 1 sind von der Untergrenzen nach Artikel 26 Absatz 1 und 29a Absatz 1 Buchstaben a und b EnG zusätzlich Anlagen ausgenommen, an denen Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG) oder Artikel 10 des Bundesgesetzes vom 21. Juni 1991 über die Fischerei (BGF) umgesetzt werden oder wurden, sofern durch die Erweiterung oder die Erneuerung keine neuen oder zusätzlichen ökologischen Beeinträchtigungen entstehen.</p>		
<p>Art. 15¹⁷ Referenz-Marktpreis</p> <p>1 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windkraft- und Geothermieanlagen entspricht dem Durchschnitt</p>			



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>der Preise, die an der Strombörse jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Anlagen der jeweiligen Technologie.</p> <p>2 Für Anlagen, deren Produktion monatlich gemeldet wird, gilt der monatliche Durchschnitt.</p> <p>3 Für Anlagen, deren Produktion vierteljährlich gemeldet wird, gilt der vierteljährliche Durchschnitt.</p> <p>4 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise vierteljährlich.</p>		<p>4 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise vierteljährlich <u>monatlich</u>.</p>	<p>Damit eine monatliche Rechnungstellung möglich ist, braucht es mindestens eine monatliche Veröffentlichung der Referenz-Marktpreise. Aus abrechnungstechnischen Gründen sollte eine Publikation bis zum 10. Arbeitstag des Folgemonats verpflichtend sein.</p>
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 30b^{bis} Abs. 3</p> <p>3 Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.</p>		
		<p><u>Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung</u></p> <p>4 (neu) Sind diese Voraussetzungen nach Absatz 3 nicht erfüllt, wird der <u>Bau einer Wasserkraftanlage der erstmaligen Nutzung eines hydraulischen</u></p>	<p>Der erläuternde Bericht erwähnt auf Seite 5 zwar die entsprechende Bestimmung. Allerdings wäre es der Vollständigkeit halber wünschenswert, diese Bestimmung auch noch in die Verordnung aufzunehmen, um Klarheit über die</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
		<p><u>Potenzials gleichgestellt und nach Artikel 3 Absatz 1 EnFV als Neuanlage behandelt.</u></p>	<p>Zuordnung solcher Anlagen und der damit verbundenen zustehenden Förderung zu haben.</p>
<p>Art. 30c^{bis} Zuständigkeiten 1 Das BFE legt je Auktionsrunde die Höhe des Auktionsvolumens und den zulässigen Gebotshöchstwert fest.</p>		<p><u>Bestehende Verordnung</u> Art. 30c^{bis} Zuständigkeiten 1 Das BFE legt je Auktionsrunde die Höhe des Auktionsvolumens und den zulässigen Gebotshöchstwert fest.</p>	<p>Auf eine Festlegung der maximal anrechenbaren Investitionen ist zu verzichten. Durch das Auktionsvolumen erfolgt bereits eine Steuerung der Förderung. Ein zusätzlicher Höchstwert verhindert Gebote, die einen Beitrag zur Erreichung der Zubauziele leisten. Falls diese zu teuer wären, würden sie in der Auktion keinen Zuschlag erhalten.</p>
<p>Art. 30c 2 Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad, die ab dem 1. Januar 2022 in Betrieb genommen wurden; b) angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden; c) Photovoltaikanlagen ausserhalb von Bauzonen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden, sofern sie eine Leistung von mindestens 150 kW aufweisen und auf einer Höhe von mindestens 1500 m ü. M. 	<p>Art. 30c Abs. 2 Bst. c, 2^{bis}, 3^{bis}, 4, 4^{bis} und 4^{ter} 2 Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:</p> <ul style="list-style-type: none"> c) grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als 500 kWh pro kW Leistung aufweisen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein 	<p>Art. 30c Abs. 2 Bst. b, 2^{bis}, 3^{bis}, 4, 4^{bis} und 4^{ter} 2 Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:</p> <ul style="list-style-type: none"> b) angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad 55 Grad, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden; 	<p>Bst. b: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus geholt werden kann.</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>installiert wurden;</p> <p>d) grosse Photovoltaikanlagen über dauerhaften, bisher unüberdachten Parkplatzarealen (Parkflächenbonus).</p> <p>3 Erfüllen nur Teile einer Anlage die Voraussetzungen für einen Bonus, so werden die Boni anteilmässig entsprechend den Anteilen der Leistung gewährt.</p> <p>4 Die Höhe der Boni beträgt:</p> <p>a) Neigungswinkelbonus für integrierte Anlagen: 2,2 Rp./kWh;</p> <p>b) Neigungswinkelbonus für angebaute und freistehende Anlagen: 1 Rp./kWh;</p>	<p>Gebäude integriert wurden und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);</p> <p>2^{bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW Leistung im Winterhalbjahr produziert.</p> <p>3^{bis} Für Anlagen, die einen Winterstrombonus erhalten, besteht kein Anspruch auf weitere Boni. Sind nach dem ersten vollen Winterhalbjahr die Anspruchsvoraussetzungen für den Winterstrombonus nicht erfüllt oder verzichtet der Betreiber zu diesem Zeitpunkt auf den Winterstrombonus, besteht Anspruch auf allfällige andere Boni.</p> <p>4 Die Höhe der Boni beträgt pro kWh:</p> <p>a) Neigungswinkelbonus für integrierte Anlagen: 2,2 Rp.;</p> <p>b) Neigungswinkelbonus für angebaute und freistehende Anlagen: 1 Rp.;</p>	<p>3^{bis} Für Anlagen, die einen Winterstrombonus erhalten, besteht kein Anspruch auf weitere Boni. Sind nach dem ersten vollen Winterhalbjahr die Anspruchsvoraussetzungen für den Winterstrombonus nicht erfüllt oder verzichtet der Betreiber zu diesem Zeitpunkt auf den Winterstrombonus, besteht Anspruch auf allfällige andere Boni.</p> <p>4 Die Höhe der Boni beträgt pro kWh:</p> <p>a) Neigungswinkelbonus für integrierte Anlagen: 2,2 Rp.;</p> <p>b) Neigungswinkelbonus für angebaute und freistehende Anlagen: 1 Rp.;</p>	<p>3^{bis}: Auch wenn im erläuternden Bericht erwähnt wird, dass kein weiterer Bonus in Anspruch genommen werden kann, ist sachlogisch nicht ersichtlich, warum der Winterstrombonus nicht mit dem Parkflächenbonus kombinierbar sein sollte. Diese beiden Boni visieren unterschiedliche Ziele an, die jeweils additiv gefördert werden sollten.</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>c) Höhenbonus: 0,7 Rp./kWh;</p> <p>d) Parkflächenbonus: 1 Rp./kWh.</p>	<p>c) Winterstrombonus: 17,5 Rp. multipliziert mit dem spezifischen Winterstrommehrertrag geteilt durch den gesamten spezifischen Winterstromertrag;</p> <p>d) Parkflächenbonus: 1 Rp.</p> <p>4^{bis} Der spezifische Winterstrommehrertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW Leistung im Winterhalbjahr produziert und der 500 kWh pro kW Leistung übersteigt.</p> <p>4^{ter} Der Winterstrombonus wird nur für die im Winterhalbjahr eingespeiste Elektrizität gewährt. Er wird jeweils im zweiten Quartal eines Jahres für das</p>	<p>c) Winterstrombonus: 17,5 Rp. multipliziert mit dem spezifischen Winterstrommehrertrag geteilt durch den gesamten spezifischen Winterstromertrag;</p> <p>d) Parkflächenbonus: 4 <u>9</u> Rp.</p> <p>4^{bis} Der spezifische Winterstrommehrertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW Leistung im Winterhalbjahr <u>anteilig</u> produziert und der 500 kWh pro kW Leistung übersteigt.</p>	<p>Bst. d: 1 Rp./kWh deckt nicht die Mehrkosten für notwendige Aufbauten und Unterkonstruktionen. Um den politisch gewollten Ausbau auf Parkflächen umzusetzen, ist eine Erhöhung des Bonus notwendig. Alternativ wäre eine Verordnungsanpassung zur Ermöglichung von Spezialauktionen für Anlagen auf Parkflächen zur Erreichung des Ausbaus möglich.</p> <p>4^{bis}: Bei einer Inbetriebnahme während dem Winterhalbjahr darf der spezifische Winterstrommehrertrag nicht nachteilig ausgelegt werden, weshalb eine anteilige Berechnung stattfinden muss. Ansonsten kann in diesem Jahr möglicherweise die Auszahlung des Winterstrombonus ausbleiben – wie der Erläuterungsbericht auf Seite 3 erwähnt – und somit die Rentabilität des Projektes schmälern: «Je nach Inbetriebnahmedatum kann es somit sein, dass die spezifische Winterstromproduktion im ersten Winterhalbjahr auch bei einer sich grundsätzlich für den Winterstrombonus qualifizierenden Anlage tiefer als 500 kWh/kW liegt und somit in diesem Jahr kein Winterstrombonus ausbezahlt wird.»</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	<p>vergangene Winterhalbjahr berechnet und ausbezahlt.</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 30c^{quater} Abs. 4 4 Wird für eine Anlage ein Winterstrombonus beantragt, ist mit dem Gebot eine Simulation der voraussichtlichen Stromproduktion der Anlage einzureichen, die aufzeigt, dass die Voraussetzungen für die Gewährung des Winterstrombonus voraussichtlich erfüllt werden.</p>		
<p>Art. 30c^{quinquies} Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>1 Die Anlage ist spätestens 24 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwächst, in Betrieb zu nehmen.</p> <p>2 Kann die gesuchstellende Person die Frist für die Inbetriebnahme aus Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht einhalten, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist schriftlich einzureichen.</p> <p>3 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens einen Monat ab der</p>	<p>Art. 30c^{quinquies} Sachüberschrift sowie Abs. 1^{bis} und 5</p> <p>Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Meldepflichten</p> <p>1^{bis} Anlagen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert werden, sind spätestens 48 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwachsen ist, in Betrieb zu nehmen.</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>4 Die Inbetriebnahmemeldung hat die Angaben und die Unterlagen nach Anhang 2.1 Ziffer 4.2 zu enthalten.</p>	<p>5 Bei Anlagen, für die der Winterstrombonus beantragt wird, ist der Vollzugsstelle nach dem ersten vollen Betriebsjahr eine detaillierte Baukostenabrechnung einzureichen.</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 38 Abs. 1^{quater} und 1^{quinquies}</p> <p>1^{quater} Für Anlagen, die einen Winterstrombonus erhalten, besteht kein Anspruch auf weitere Boni.</p> <p>1^{quinquies} Der Winterstrombonus wird erst nach dem dritten vollen Betriebsjahr gewährt. Sind die Anspruchsvoraussetzungen für den Winterstrombonus zu diesem Zeitpunkt nicht erfüllt oder verzichtet der Betreiber auf den Winterstrombonus, besteht Anspruch auf allfällige andere Boni.</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 38a Abs. 4^{bis} und 5^{bis}</p> <p>4^{bis} Für Anlagen, die einen Winterstrombonus erhalten, besteht kein Anspruch auf weitere Boni.</p> <p>5^{bis} Der Winterstrombonus wird erst nach dem dritten vollen Betriebsjahr gewährt. Sind die Anspruchsvoraussetzungen für den Winterstrombonus zu diesem Zeitpunkt nicht erfüllt oder verzichtet der Betreiber auf den Winterstrombonus, besteht Anspruch auf allfällige andere Boni.</p>		
<p>Art. 45 Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung</p>	<p>Art. 45 Sachüberschrift, Abs. 1 Bst. c und 5</p> <p>Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und</p>		

Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>1 Die Anlage ist spätestens in Betrieb zu nehmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 12 Monate nach der Zusicherung nach Artikel 44; b) 6 Jahre nach der Zusicherung nach Artikel 44, wenn für die Erstellung der Anlage die raumplanerischen Grundlagen geändert werden müssen. <p>2 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens drei Monate ab der Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>3 Die Inbetriebnahmemeldung hat die Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.1 Ziffer 4.2 zu enthalten.</p> <p>4 Kann die Frist für die Inbetriebnahme aus Gründen, für die der Antragsteller nicht einzustehen hat, nicht eingehalten werden, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist einzureichen.</p>	<p>Meldepflichten</p> <p>1 Die Anlage ist spätestens in Betrieb zu nehmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> c) 48 Monate nach der Zusicherung nach Artikel 44, wenn die Anlage nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wird. <p>5 Bei Anlagen, für die der Winterstrombonus beantragt wird, ist der Vollzugsstelle nach dem ersten vollen Betriebsjahr eine detaillierte Baukostenabrechnung einzureichen.</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 46a Berechnung der Winterproduktion und Auszahlung des</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	<p>Winterstrombonus</p> <p>1 Wurde die Baukostenabrechnung nach Artikel 45 Absatz 5 eingereicht, berechnet die Vollzugsstelle nach dem dritten vollen Betriebsjahr den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag.</p> <p>2 Die Vollzugsstelle berechnet gestützt auf den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag den Winterstrombonus und zahlt diesen dem Betreiber aus.</p>	<p>2 Die Vollzugsstelle berechnet gestützt auf den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag den Winterstrombonus und zahlt diesen <u>inklusive Verzinsung ab der vollständigen Inbetriebnahme</u> dem Betreiber aus.</p>	<p>Der Winterstrombonus wird im Rahmen der Einmalvergütung gem. Art. 46a EnFV erst nach dem dritten vollen Betriebsjahr ausbezahlt. Eine verzögerte Auszahlung der Einmalvergütung ist entsprechend zu verzinsen. Verzögerte Auszahlungen nach dem ökonomischen Stichpunkttag werden in der Finanzwelt üblicherweise verzinst, um die entstehenden Kapitalkosten auszugleichen. Zusätzlich bestünde ansonsten im Vergleich zur gleitenden Marktprämie ohne Verzinsung eine Ungleichbehandlung zwischen den Förderprogrammen, da dort der Winterstrombonus gem. Art. 30c 4^{ter} EnFV bereits nach dem ersten Winterhalbjahr ausbezahlt wird.</p>
<p>Art. 46a Zuständigkeiten und Teilnahmevoraussetzungen</p> <p>Die Zuständigkeiten und die Teilnahmevoraussetzungen richten sich nach den Artikeln 30c^{bis} und 30c^{ter}.</p>	<p>Art. 46b</p> <p>Bisheriger Art. 46a</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 46c Abs. 4</p> <p>4 Wird für eine Anlage ein Winterstrombonus beantragt, ist mit dem Gebot eine Simulation der voraussichtlichen Stromproduktion der Anlage einzureichen, die aufzeigt, dass die Voraussetzungen für die Gewährung des Winterstrombonus voraussichtlich</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	erfüllt werden.		
<p>Art. 46d Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>1 Die Anlage ist spätestens 24 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwächst, in Betrieb zu nehmen.</p> <p>2 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens drei Monate ab der Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>3 Die Inbetriebnahmemeldung hat die Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.1 Ziffer 4.2 zu enthalten.</p> <p>4 Kann die Frist für die Inbetriebnahme aus Gründen, für die der Antragsteller nicht einzustehen hat, nicht eingehalten werden, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist einzureichen.</p>	<p>Art. 46d Sachüberschrift, Abs. 1^{bis} und 5</p> <p>Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Meldepflichten</p> <p>1^{bis} Anlagen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert werden, sind spätestens 48 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwachsen ist, in Betrieb zu nehmen.</p> <p>5 Bei Anlagen, für die der Winterstrombonus beantragt wird, ist der Vollzugsstelle nach dem ersten vollen Betriebsjahr eine detaillierte Baukostenabrechnung einzureichen.</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 46d^{bis} Berechnung der Winterproduktion und Auszahlung des Winterstrombonus</p> <p>1 Wurde die Baukostenabrechnung nach Artikel 46d Absatz 5 eingereicht, berechnet die Vollzugsstelle nach dem dritten vollen Betriebsjahr den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag.</p> <p>2 Die Vollzugsstelle berechnet gestützt darauf den Winterstrombonus und zahlt diesen dem Betreiber aus.</p>	<p>2 Die Vollzugsstelle berechnet gestützt darauf den Winterstrombonus und zahlt diesen <u>inklusive Verzinsung ab der vollständigen Inbetriebnahme</u> dem Betreiber aus.</p>	<p>Siehe Erläuterung zu Art. 46a Abs. 2. Zudem erhalten alle anderen an der Auktion teilnehmenden Anlagen ohne Winterstrombonus die Einmalvergütung gemäss Art. 46g spätestens 3 Monate nach der vollständigen Inbetriebnahme. Ohne eine Verzinsung des Winterstrombonus müssen die Bieter die Verzinsung in ihrem Gebot einpreisen, was das Gebot erhöht, somit die Zuschlagswahrscheinlichkeit dieser Gebote senkt und nicht die Absicht des Gesetzgebers sein dürfte.</p>
<p>Art. 46j Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert das BFE die Einmalvergütung mit einer Verfügung dem Grundsatz nach zu und:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) berechnet die voraussichtliche Höhe der Einmalvergütung zum Zeitpunkt der Zusicherung; sie entspricht den zu erwartenden ungedeckten Kosten; b) setzt den Höchstbetrag, den die Einmalvergütung nicht überschreiten darf fest; er entspricht 60 Prozent der voraussichtlichen 	<p>Art. 46j Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert das BFE die Einmalvergütung mit einer Verfügung dem Grundsatz nach zu und setzt den Höchstbetrag, den die Einmalvergütung nicht überschreiten darf, fest. Der Höchstbetrag entspricht 60 Prozent der voraussichtlichen anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>2 In der Zusicherung dem Grundsatz nach berechnet das BFE zudem die zu erwartenden ungedeckten Kosten</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>anrechenbaren Investitionskosten;</p> <p>c) setzt gestützt auf die Buchstaben a und b den Zahlungsplan nach Artikel 46q fest.</p>	<p>und den voraussichtlichen Höchstbeitrag nach Artikel 46u.</p> <p>3 Bei der Festsetzung des Zahlungsplans nach Artikel 46q berücksichtigt das BFE die Beträge nach den Absätzen 1 und 2.</p>		
<p>Art. 46k Teilweise Einspeisung von Elektrizität und Inbetriebnahmefrist</p> <p>1 Mit der Leistung des bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommenen und ans Stromnetz angeschlossenen Teils der Anlage muss jährlich mindestens zehn Prozent der erwarteten Jahresproduktion der gesamten geplanten Anlage oder mindestens 10 GWh erreicht werden können.</p>	<p>Art. 46k Sachüberschrift und Abs. 1</p> <p>Inbetriebnahmefrist und teilweise Inbetriebnahme</p> <p>1 <i>Aufgehoben</i></p>	<p>2 Die vollständige Inbetriebnahme muss bis zum 31. Dezember 2030 <u>innerhalb von fünf Jahren ab Vorliegen einer rechtskräftigen Baubewilligung</u> erfolgen.</p> <p>3 Wird bis zum 31. Dezember 2030 <u>zum Stichtag nach Absatz 2</u> nur ein Teil der ursprünglich geplanten Anlage in Betrieb genommen, so wird die Einmalvergütung anteilmässig für den bis dahin in Betrieb genommenen Teil berechnet und gewährt, sofern dieser Teil für sich die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG erfüllt.</p>	<p>Die Aufhebung des Art. 46k Abs. 1 EnFV infolge der Anpassung des Art. 71a EnG wird begrüsst.</p> <p>Abs. 2 und 3: Der Gesetzgeber hat im Frühjahr 2025 beschlossen, den Solar-Express für weit fortgeschrittene Projekte zu verlängern. Wenn nun der Bundesrat vor dem Hintergrund der Entscheidung des Parlaments an der Frist zur vollständigen Inbetriebnahme bis Ende 2030 festhält, wird er dem Willen des Gesetzgebers nicht gerecht. Denn ohne Anpassung der Frist zur vollständigen Inbetriebnahme wird die vom Gesetzgeber intendierte Rechtssicherheit für weit fortgeschrittene Projekte letztlich nicht erreicht. Die Umsetzungsfrist bis Ende 2030 zur vollständigen Inbetriebnahme ist weiterhin sehr ambitioniert, sodass die Gefahr besteht, dass Projekte aufgrund des engen Zeitplans nicht weiter verfolgt werden.</p>
<p>Art. 46o Abs. 1</p> <p>1 Nach dem dritten vollen Betriebsjahr ist dem BFE die jährliche Nettoproduktion der Anlage seit der vollständigen Inbetriebnahme sowie die</p>	<p>Art. 46o Abs. 1</p> <p>1 Nach dem dritten vollen Betriebsjahr sind dem BFE die jährliche Nettoproduktion der Anlage und die Stromproduktion im Winterhalbjahr pro kW</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>Stromproduktion im Winterhalbjahr (1. Oktober–31. März) pro kW installierte Leistung zu melden.</p>	<p>installierte Leistung seit der vollständigen Inbetriebnahme zu melden.</p>		
<p>Art. 46p Abs. 1</p> <p>1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE die Einmalvergütung auf den tiefsten Betrag der folgenden Werte definitiv fest:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Höhe der definitiven ungedeckten Kosten (Abs. 2); b) 60 Prozent der voraussichtlichen anrechenbaren Investitionskosten (Art. 46j Bst. b); oder c) 60 Prozent der definitiven anrechenbaren Investitionskosten. 	<p>Art. 46p Abs. 1 Bst. d</p> <p>1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE die Einmalvergütung auf den tiefsten Betrag der folgenden Werte definitiv fest:</p> <ul style="list-style-type: none"> d) Höchstbeitrag nach Artikel 46u. 	<p>Art. 46p Abs. 1 Bst. b und Bst. d</p> <p>1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Artikel 71a Absatz 2 EnG zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE die Einmalvergütung auf den tiefsten Betrag der folgenden Werte definitiv fest:</p> <ul style="list-style-type: none"> b) 60. Prozent der voraussichtlichen anrechenbaren Investitionskosten (Art. 46j Bst. b <u>Abs. 1</u>); oder d) Höchstbeitrag nach Artikel 46u. 	<p>Bst. b.: Die Referenzierung muss aufgrund der Änderungen in der bisherigen Verordnung entsprechend geändert werden.</p> <p>Bst. d: Die Einführung einer neuen wirtschaftlichen Hürde widerspricht dem Willen des Gesetzgebers, dass die bereits begonnenen Projekte des Solar-Expreses fertiggestellt werden können. Die vorgeschlagene Anpassung gemäss Verordnungsentwurf ist eine signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen für alpine Solaranlagen. Diese Projekte haben bereits im bestehenden Regime grosse technische und kommerzielle Herausforderungen. Aufgrund der Signale seitens der Politik haben die Projektentwickler weiterhin an ihren Projekten unter Hochdruck gearbeitet. Oftmals haben die Projektanten aufgrund der Entwicklungsphase, dem Planungsprozess für diese Pionieranlagen und dem Bewilligungsprozess keine Chance, die ursprünglich gesetzten Fristen gemäss</p>





Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
			<p>Solar-Express einzuhalten. Die Projektentwickler haben Millionen in die Entwicklung ihrer Projekte investiert, stets basierend auf den politischen Signalen, dass das bestehende Förderregime weitergeführt wird.</p> <p>Die Verlängerung des Solar-Expresses wurde durch das Parlament beschlossen und diese Verordnungsanpassung widerspricht folglich dem politischen Willen des Parlaments.</p> <p>Der Höchstbeitrag entspricht bis zu einer Halbierung der Förderung für die Anlagen des Solar-Expresses, die gemäss der Übersichtsliste des VSE momentan noch verfolgt werden.</p> <p>Bereits in der heutigen Verordnung ist eine Deckelung mit der in Art. 71a EnG festgelegten Höhe von maximal 60% der Investitionskosten vorgesehen, sodass solche Anlagen nicht überfördert werden.</p> <p>Des Weiteren sind mehrere Aspekte der Herleitung des Höchstbeitrags zu bemängeln. Die Abstimmung auf Winterstrom ist richtig, jedoch sind die einzelnen Monate des zugrundeliegenden Halbjahres Oktober bis März für die Versorgungssicherheit unterschiedlich relevant. Kritisch für die Versorgungssicherheit ist der Zeitraum November bis Februar, sodass die Förderung auf diesen Zeitraum abgestellt werden sollte. Die Berücksichtigung der weiteren Monate verzerrt die Förderkosten zuungunsten der Versorgungssicherheit.</p> <p>Es ist nicht nachvollziehbar, warum als Referenz die Kosten der allgemeinen Ausschreibungen herangezogen werden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
			<p>sich die Winterstromproduktion der alpinen Solaranlagen vor allem durch Anlagen in der Ausschreibung substituieren lässt. Ein Grossteil der aktuellen Förderung wird jedoch an Kleinanlagen ausbezahlt, die zudem noch durch den Eigenverbrauch gefördert werden. Bei einer Berücksichtigung dieser Förderungen als Referenzwert würde sich ein viel höherer Höchstbeitrag ergeben.</p> <p>Die Systemintegration von PV-Anlagen ist eine der aktuellen Herausforderungen. Zentralisierte Grossanlagen des Solar-Expresses bieten hierbei Effizienzvorteile gegenüber einer Vielzahl kleinerer Anlagen und lassen sich einfacher prognostizieren und flexibel steuern und könnten Systemdienstleistungen für die Netzstabilität anbieten. Weiterhin ist fraglich, ob der notwendige Ausbau des Winterstroms durch PV erreichbar ist, wenn man sich auf angebaute Anlagen beschränkt. Die Entwicklung von PV-Freiflächenanlagen ist aufgrund von raumplanerischen Vorgaben und Prozessen aktuell unsicher.</p>
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 46u Höchstbeitrag Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46o Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.</p>	<p>Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46o Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.</p>	<p>Begründung siehe unter Art. 46p</p>
<p>Art. 58 Meldung der Nettoproduktion Nach dem fünften vollen Betriebsjahr ist dem BFE die jährliche Nettoproduktion seit der Inbetriebnahme zu melden.</p>	<p>Art. 58 Meldung der Nettoproduktion 1 Nach dem fünften vollen Betriebsjahr ist dem BFE die jährliche Nettoproduktion seit der Inbetriebnahme zu</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	<p>melden.</p> <p>2 Hat die Nettoproduktion keinen Einfluss auf die definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags, so kann das BFE die gesuchstellende Person von der Meldepflicht befreien.</p>		
<p>Art. 59 Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE den Investitionsbeitrag anhand der tatsächlich angefallenen Investitionskosten definitiv fest.</p>	<p>Art. 59 Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen noch erfüllt, setzt das BFE den Investitionsbeitrag anhand der tatsächlich angefallenen Investitionskosten bei der Meldung der Nettoproduktion definitiv fest. Wurde die gesuchstellende Person nach Artikel 58 Absatz 2 von der Meldung der Nettoproduktion befreit, so erfolgt die definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags bei der Bauabschlussmeldung.</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 61 Abs. 2^{bis}</p> <p>2^{bis} Maximal anrechenbar sind die folgenden Beträge:</p> <p>a) bei Neuanlagen: 4 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion;</p> <p>b) bei erheblichen Erweiterungen, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstabe a fallen: 2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erweiterung;</p>	<p>Art. 61 Abs. 2^{bis}</p> <p>2^{bis} Maximal anrechenbar sind die folgenden Beträge, wobei für die Ermittlung der Nettoproduktion die <u>Energie-menge aus Produktionsverlusten durch Pumpen für den Umwälzbetrieb stets hinzuzurechnen ist</u>:</p>	<p>Die Verwendung des Begriffs «Nettoproduktion» kann die Förderung von gewissen Pumpspeicherkraftwerken ausschliessen, welche wie z. B. Grimsel 4 nur unter das Erheblichkeitskriterium von Art. 30b^{bis} Abs. 1 Bst. a fallen.</p> <p>Deshalb ist klarzustellen, dass etwaige Produktionsverluste durch Pumpen bei der Berechnung der Nettoproduktion nach Neubau/Erweiterung/Erneuerung hinzuzurechnen sind. Zwar ist der reine Umwälzbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken von Investitionsbeiträgen ausgeschlossen (Art 26 Abs. 2 EnG). Wenn nun aber der Produktionsverlust aus der Pumptätigkeit bei der Berechnung der Nettoproduktion in Abzug zu bringen wäre, würde dies letztlich nicht nur einer Ausserachtlassung des nicht</p>





Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
			<p>förderfähigen Umwälzbetriebs dienen, sondern darüber hinaus den an sich förderfähigen Teil des Kraftwerks pönalisieren. Dies hätte unter Umständen zur Folge, dass auf den Teil Pumpspeicherung verzichtet würde, obwohl gerade dieser eine hohe Systemdienlichkeit aufweist.</p> <p>Denn Pumpspeicherkraftwerke erbringen wenig zusätzliche Produktion oder sind teilweise Nettoverbraucher und würden gemäss diesem Verordnungsentwurf keine oder kaum Förderung erhalten können. Pumpspeicherkraftwerke leisten jedoch einen wichtigen Beitrag zur Integration von Photovoltaik- und Windenergie, da sie insbesondere in den Wintermonaten Lastspitzen ausgleichen und durch ihre flexible Betriebsweise einen systemrelevanten Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten.</p> <p>Die potenziell ausbleibende Förderung von Pumpspeicherkraftwerken entspricht allerdings nicht dem Willen des Gesetzgebers: Gemäss Art. 26 Abs. 2 EnG kann der Bundesrat Pumpspeicherkraftwerke fördern, wenn ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können.</p> <p>Die Methodik zur Berechnung der Beträge der maximalen anrechenbaren Investitionskosten ist zu erläutern.</p> <p>Der erläuternde Bericht enthält ausserdem eine uneinheitliche Terminologie auf Seite 6: «Bei erheblichen Erweiterungen, die einzig aufgrund der Erhöhung der Ausbauwassermenge zustande kommen (Bst. b), beträgt die Obergrenze 2</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	<p>c) bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstaben b–e fallen: 4 Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion und 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;</p> <p>d) bei erheblichen Erneuerungen: 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erneuerung.</p>	<p>c) bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstaben b–e fallen: 4 Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion <u>unter Hinzurechnung der durch die bauliche Massnahme zusätzlich speicherbaren Energiemenge</u> und 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;</p> <p><u>(neu) 2^{ter} Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beträgen nach Absatz 2^{bis} sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt</u></p>	<p>Millionen Franken pro GWh der <u>gesamten Nettoproduktion</u> [Herv. d. Autoren] nach der Erweiterung. Da bei der Erhöhung der Ausbauwassermenge ohne Erreichen eines weiteren Erweiterungskriteriums in der Regel die Mehrproduktion nur wenig gesteigert wird, würde bei Abstellen auf die Mehrproduktion der Investitionsbeitrag zu stark eingeschränkt. <u>Daher wird hier Bezug genommen auf die Gesamtproduktion nach der Erweiterung</u> [Herv. d. Autoren].» Die Gesamtproduktion ist nicht eindeutig definiert und es besteht Unklarheit darüber, ob sie der Nettoproduktion entspricht.</p> <p>Bst. c: Begrüsst wird, wie bei erheblichen Erweiterungen die massgebliche Mehrproduktion berechnet wird. Es ist richtig, dass die zusätzlich gespeicherte Energiemenge hinzugerechnet wird, denn diverse Wasserkraftprojekte wie zum Beispiel der Grimsensee oder der Oberarsee erbringen wenig oder gar keine zusätzliche Produktion, allerdings sehr viel zusätzliche Winterproduktion. Die Präzisierung entspricht dem Text aus dem Erläuternden Bericht und sollte aus Gründen der Rechtssicherheit auch in der Verordnung erfolgen.</p> <p>Abs. 2^{ter}: Wenn auch die vorgeschlagenen Höchstbeträge für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten im Grundsatz angemessen und praktikabel erscheinen, sollte eine Ausnahmemöglichkeit für den</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
		<p><u>hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.</u></p>	<p>Fall vorgesehen werden, dass nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können. Die vorgeschlagene Formulierung orientiert sich dabei stark an der bereits bestehenden Ausnahmeregelung in Art 26 Abs. 2 Satz 2 EnG im Hinblick auf die Förderfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken. Die Logik ist die gleiche, lediglich dass direkt dem BFE ein entsprechender Handlungsspielraum eingeräumt werden sollte.</p>
<p>Art. 87g Aktualisierung der Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>1 Nach dem Einreichen der Projektfortschrittsmeldung werden die voraussichtliche Höhe des Investitionsbeitrags und der Höchstbetrag, die in der Zusicherung dem Grundsatz nach festgesetzt wurden, aufgrund der gemäss der rechtskräftigen Baubewilligung geplanten Anlagenleistung neu festgesetzt.</p> <p>2 Die Beträge, die in der Zusicherung dem Grundsatz nach festgesetzt wurden, dürfen nicht überschritten werden.</p>	<p><i>Aufgehoben</i></p>	<p>Art. 87g gemäss geltender Verordnung</p>	<p>Bei Windprojekten ist die Dauer von der Baubewilligung bis zur Inbetriebnahme der Anlage sehr lang, sodass es unbedingt eine Aktualisierung der Zusicherung braucht. Die Kostenschätzung am Anfang eines Projektes für die 10 bis 15 Jahre später real angefallenen Kosten ist äusserst herausfordernd. Deshalb benötigt es eine Aktualisierung der Zusicherung dem Grundsatz nach, sodass Art. 87g bestehen bleiben und nicht aufgehoben werden soll.</p>
<p>Art. 87j Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags</p> <p>Der Investitionsbeitrag wird in zwei Tranchen ausbezahlt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 50 Prozent des nach Artikel 87g aktualisierten Höchstbetrags: bei Baubeginn; b) Differenz des Betrags nach Buchstabe a zum definitiven 	<p>Art. 87j Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags</p> <p>Der Investitionsbeitrag wird in zwei Tranchen ausbezahlt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 50 Prozent des Höchstbetrags nach Artikel 87e Buchstabe b: bei Baubeginn; b) Differenz des Betrags nach Buchstabe a zum definitiven 		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>Investitionsbeitrag: nach Eintritt der Rechtskraft der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags.</p>	<p>Investitionsbeitrag: nach Eintritt der Rechtskraft der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags.</p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 98 Abs. 8 und 9</p> <p>8 Zum Winterstrombonus bei der gleitenden Marktprämie publiziert es:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) die Anzahl der Anlagen; b) die gesamte Leistung der Anlagen; c) die durchschnittliche Winterstromproduktion pro kW Leistung; d) die Summe der gewährten Winterstromboni. <p>9 Zum Winterstrombonus bei der Einmalvergütung publiziert es:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) die Anzahl der Anlagen; b) die gesamte Leistung der Anlagen; c) die durchschnittliche Winterstromproduktion pro kW Leistung; d) die Summe der gewährten Winterstromboni. 		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 108c Übergangsbestimmung zur Änderung vom ... 2025</p> <p>1 Wurde einem Betreiber vor Inkrafttreten dieser Änderung für eine Anlage ein Höhenbonus zugesichert, so erhält er diesen auch weiterhin gestützt auf das bisherige Recht.</p> <p>2 Erfüllt eine Anlage, die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wird, die Anspruchsvoraussetzungen für einen Winterstrombonus, so kann der Betreiber auf den ihm für die Anlage zugesicherten Höhenbonus verzichten und stattdessen den</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	<p>Winterstrombonus in Anspruch nehmen.</p> <p>3 Im System der gleitenden Marktprämie ist der Verzicht auf den Höhenbonus der Vollzugsstelle nach dem ersten vollen Winterhalbjahr bis Ende April mitzuteilen. Der bis dahin gewährte Höhenbonus wird mit dem Winterstrombonus verrechnet.</p> <p>4 Bei der Einmalvergütung ist der Verzicht auf den Höhenbonus der Vollzugsstelle bis einen Monat nach dem dritten vollen Betriebsjahr mitzuteilen. Der bereits gewährte Höhenbonus wird mit dem Winterstrombonus verrechnet.</p> <p>5 Der Höchstbeitrag nach Artikel 46u ist auch auf Projekte anwendbar, denen die Einmalvergütung bereits vor Inkrafttreten dieser Änderung dem Grundsatz nach zugesichert wurde oder die bis dahin ein Gesuch um Einmalvergütung eingereicht haben, sofern das Projekt die Anforderung an die teilweise Einspeisung nach Artikel 46k Absatz 1 des bisherigen Rechts nicht erfüllt.</p>	<p>5 Der Höchstbeitrag nach Artikel 46u ist auch auf Projekte anwendbar, denen die Einmalvergütung bereits vor Inkrafttreten dieser Änderung dem Grundsatz nach zugesichert wurde oder die bis dahin ein Gesuch um Einmalvergütung eingereicht haben, sofern das Projekt die Anforderung an die teilweise Einspeisung nach Artikel 46k Absatz 1 des bisherigen Rechts nicht erfüllt.</p>	
<p>Anhang 1.4 Ziffer 7.2</p> <p>7.2 Für Anlagen, die nach Artikel 3gbis Absatz 4 Buchstabe b Ziffer 1 der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 in der Fassung vom 2. Dezember 2016 aufgrund der vollständigen Projektfortschrittsmeldung auf der Warteliste vorgerückt sind, ist die Inbetriebnahmemeldung spätestens bis zum 31. Dezember 2029</p>	<p>Anhang 1.4 Ziffer 7.2</p> <p>7.2 Für Anlagen, die nach Artikel 3gbis Absatz 4 Buchstabe b Ziffer 1 der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 in der Fassung vom 2. Dezember 2016 aufgrund der vollständigen Projektfortschrittsmeldung auf der Warteliste vorgerückt sind, ist die Inbetriebnahmemeldung spätestens bis zum 31. Dezember 2034</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
einzureichen.	einzureichen.		
<p>Anhang 2.1</p> <p>Ziffer 2.7.3 2.7.3 Der Bonus für Anlagen, die ab einer Höhe von 1500 m ü. M installiert werden, beträgt 250 Franken pro kW. Der Nachweis, dass die Anlage nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurde, ist mittels Fotos zu erbringen.</p> <p>Ziffer 4.1 4.1 Das Gesuch für grosse Anlagen hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Anlage; b) Grundbuchauszug oder 	<p>Anhang 2.1</p> <p>Ziffer 2.7.3 2.7.3. Der Winterstrombonus beträgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) für Anlagen ohne Eigenverbrauch pro kW: 3.5 Franken multipliziert mit dem über die ersten drei vollen Betriebsjahre gemittelten spezifischen Winterstrommehrertrag; b) für Anlagen mit Eigenverbrauch pro kW: 2.5 Franken multipliziert mit dem über die ersten drei vollen Betriebsjahre gemittelten spezifischen Winterstrommehrertrag. <p>Ziffer 4.1 Bst. i 4.1 Das Gesuch für grosse Anlagen hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p>	<p>Anhang 2.1</p> <p>Ziffer 2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens <u>55 Grad</u> 75 Grad beträgt 400 Franken pro kW.</p> <p>Ziffer 2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens <u>55 Grad</u> 75 Grad beträgt 200 Franken pro kW.</p>	<p>Ziff. 2.7.1 und 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus geholt werden kann.</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>gleichwertiges Dokument, das eine eindeutige Identifizierung des Grundstücks und der Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer zulässt;</p> <p>c) Kategorie der Anlage;</p> <p>d) geplante Leistung;</p> <p>e) erwartete jährliche Produktion;</p> <p>f) Zustimmung der Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer;</p> <p>g) Produzentenkategorie;</p> <p>h) die Erklärung, ob die Anlage die gesamte produzierte Elektrizität einspeist oder ob vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 EnG Gebrauch gemacht wird.</p>	<p>i) für Anlagen, für die ein Winterstrombonus beantragt wird: eine Simulation der voraussichtlichen Stromproduktion der Anlage, die aufzeigt, dass die Voraussetzungen für die Gewährung des Winterstrombonus voraussichtlich erfüllt werden.</p>		
<p>Anhang 6.1 Ziffer 4.3.1</p> <p>4.3.1. Für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW entspricht die jährliche Mehrproduktion:</p> <p>a) bei Neuanlagen: der mit einer Software zur Kraftwerksoptimierung ermittelten Nettoproduktion der Anlage, zu der die neu speicherbare Energiemenge hinzugezählt wird;</p> <p>b) bei erheblichen Erweiterungen: dem Anteil an der Nettoproduktion,</p>	<p>Anhang 6.1 Ziffer 4.3.1</p> <p>4.3.1 Für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW entspricht die jährliche Mehrproduktion:</p> <p>a) bei Neuanlagen: der mit einer Software zur Kraftwerksoptimierung ermittelten Nettoproduktion der Anlage, zu der die neu speicherbare Energiemenge hinzugezählt wird;</p> <p>b) bei erheblichen Erweiterungen: dem Anteil an der Nettoproduktion,</p>		



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>die mit einer Software zur Kraftwerksoptimierung für die Anlage nach der Erweiterung bestimmt wird, wobei der Anteil dem Verhältnis des Mehrerlöses zum Gesamterlös nach der Erweiterung entspricht; der Mehrerlös entspricht der Differenz zwischen dem Erlös, der mit der erweiterten Anlage erzielt werden kann, und dem Erlös, der mit der Anlage vor der Erweiterung hätte erzielt werden können;</p> <p>c) bei erheblichen Erneuerungen: dem Anteil an der Nettoproduktion, der mit einer Software zur Kraftwerksoptimierung für die Anlage nach Erneuerung bestimmt wird, wobei der Anteil, dem Verhältnis des Mehrerlöses zum Gesamterlös nach der Erneuerung entspricht; der Mehrerlös entspricht der Differenz zwischen dem Erlös, der mit der erneuerten Anlage erzielt werden kann, und dem Erlös, der mit den nicht erneuerten Anlagenteilen hätte erzielt werden können.</p>	<p>die mit einer Software zur Kraftwerksoptimierung für die Anlage nach der Erweiterung bestimmt wird, wobei der Anteil dem Verhältnis des Mehrerlöses zum Gesamterlös nach der Erweiterung entspricht; der Mehrerlös entspricht der Differenz zwischen dem Erlös, der mit der erweiterten Anlage erzielt werden kann, und dem Erlös, der mit der Anlage vor der Erweiterung hätte erzielt werden können; zu diesem Anteil wird die neu speicherbare Energiemenge hinzugezählt;</p> <p>c) bei erheblichen Erneuerungen: dem Anteil an der Nettoproduktion, der mit einer Software zur Kraftwerksoptimierung für die Anlage nach Erneuerung bestimmt wird, wobei der Anteil, dem Verhältnis des Mehrerlöses zum Gesamterlös nach der Erneuerung entspricht; der Mehrerlös entspricht der Differenz zwischen dem Erlös, der mit der erneuerten Anlage erzielt werden kann, und dem Erlös, der mit den nicht erneuerten Anlagenteilen hätte erzielt werden können; zu diesem Anteil wird die gerettete speicherbare Energiemenge hinzugezählt.</p>		

Änderungen der Energieverordnung (EnV, 730.1)

Synoptische Darstellung der geplanten Änderungen im Verhältnis zum geltenden Recht inkl. Anträge und Kommentare des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Stand: 16. Juli 2025

Wichtigste Punkte

- Der VSE begrüsst das Setzen von Zwischenzielen beim Ausbau der erneuerbaren Energien – dies erleichtert ein zeitnahes Monitoring der Zielerreichung für den Ausbau und erlaubt ein rasches Handeln auf dem gesetzgeberischen Weg, wenn sich abzeichnet, dass die Zielwerte nicht erreicht werden.
- Er weist darauf hin, dass die Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Winterproduktion leisten kann und eine sehr gute Ergänzung zur Photovoltaik und Wasserkraft ist (vgl. Update «Energiezukunft 2050» des VSE). Die Übersicht des VSE der [Ausbauprojekte Erneuerbare Energien](#) zeigt jedoch, dass der Ausbau der Windenergie nicht wirklich vorankommt. Jede Kilowattstunde Wind trägt zur kostengünstigen Versorgung im Winter bei. Daher wäre es wichtig, dass der Bund einerseits zeitnah entsprechende Massnahmen ergreift, damit zumindest der vergleichsweise kleine Zielwert für Wind erreicht wird und dass er andererseits das hohe vorhandene technische Potenzial der Windkraft verstärkt in die Ziele des Ausbaus der erneuerbaren Energien und in die Zwischenziele einbezieht.
- Die Änderung der EnV in Bezug auf die Anrechenbarkeit von Kosten im Umfang des ausländischen Hoheitsanteils widerspricht übergeordnetem Recht, wie das Bundesgericht in seinem Urteil 2C_116/2022 festgestellt hat. Der Sanierung von Grenzwasserkraftwerken dürfen zudem keine Stolpersteine in den Weg gelegt werden. Der Ausbau vieler Grossprojekte stockt. Es darf nun nicht auch riskiert werden, dass die Sanierung bestehender Grosswasserkraftwerke und in der Folge die Erneuerung ihrer Konzessionen verzögert werden.

Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
Gliederungstitel vor Art. 1 1. Kapitel: Gegenstand	Gliederungstitel vor Art. 1 1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen		
Art. 1	Art. 1 Sachüberschrift Gegenstand		
Neue Bestimmung	Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien 1 Für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, entspricht das Zwischenziel für das Jahr 2030 einer Produktion von gesamthaft mindestens 23 000 GWh. 2 Die Zwischenziele für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien für das Jahr 2030 entsprechen: a) für Photovoltaikanlagen: einer Produktion von gesamthaft mindestens 18 700 GWh; b) für Windenergieanlagen: einer Produktion von gesamthaft mindestens 2300 GWh.		<p>Der VSE begrüsst das Setzen von Zwischenzielen – dies erleichtert ein zeitnahes Monitoring der Zielerreichung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und erlaubt ein rasches Handeln auf dem gesetzgeberischen Weg, wenn sich abzeichnet, dass die Zielwerte nicht erreicht werden.</p> <p>Windenergie kann einen wichtigen Beitrag zur Winterproduktion leisten und sie ist eine sehr gute Ergänzung zur Photovoltaik und Wasserkraft. Der VSE hat in seiner Studie «Energiezukunft 2050» gezeigt, dass Windenergie für die Schweiz die kostengünstigste Variante ist, um das Energiesystem auf erneuerbare Energien umzustellen. Deshalb erachtet er es als zentral, dass der Bundesrat zeitnah das Vorgehen skizziert, um den Zubau von Windkraftwerken voranzutreiben.</p> <p>Momentan wird in den Zielen bzw. Zwischenzielen das hohe vorhandene technische Potenzial der Windkraft zu wenig berücksichtigt.</p> <p>Das VSE Monitoring zu den</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
			Ausbauprojekten der erneuerbaren Energien zeigt zudem,, dass es schwierig wird, die Zwischenziele für 2030 zu erreichen.
<p>Art. 39 Abs. 1</p> <p>1 Wer die Rückerstattung des Netzzuschlags beantragen will, muss zusammen mit einem nach Artikel 49 Absatz 1 Buchstabe a beauftragten Dritten einen Vorschlag für eine Zielvereinbarung erarbeiten und ihn dem BFE bis spätestens drei Monate vor Abschluss des Geschäftsjahres, für das die Rückerstattung beantragt wird, zur Prüfung einreichen.</p>	<p>Art. 39 Abs. 1</p> <p>1 Wer die Rückerstattung des Netzzuschlags beantragen will, muss zusammen mit einem vom BFE zertifizierten Dritten einen Vorschlag für eine Zielvereinbarung erarbeiten und ihn dem BFE bis spätestens drei Monate vor Abschluss des Geschäftsjahres, für das die Rückerstattung beantragt wird, zur Prüfung einreichen.</p>		
<p>Art. 51 Abs. 2</p> <p>2 Wer eine solche Zielvereinbarung verwenden will, erarbeitet zusammen mit einem nach Artikel 49 Absatz 1 Buchstabe a beauftragten Dritten einen entsprechenden Vorschlag und reicht diesen dem BFE zur Prüfung ein. Für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung ist das BFE zuständig.</p>	<p>Art. 51 Abs. 2</p> <p>2 Wer eine solche Zielvereinbarung verwenden will, erarbeitet zusammen mit einem vom BFE zertifizierten Dritten einen entsprechenden Vorschlag und reicht diesen dem BFE zur Prüfung ein. Für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung ist das BFE zuständig.</p>		
<p>Anhang 3</p> <p>3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:</p>	<p>Anhang 3</p> <p>Ziffer 3.2 Buchstabe e</p> <p>3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:</p>	<p>Ziffer 3.2 Buchstabe e</p> <p>3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:</p>	<p>Von der Änderung sind sowohl internationale Speicherkraftwerke als auch internationale Laufwasserkraftwerke betroffen.</p> <p>Die geplante Änderung der EnV zur</p>



Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>a) Steuern;</p> <p>b) Kosten für den Unterhalt von Anlagen;</p> <p>c) Kosten für Massnahmen, die dem Inhaber einer Wasserkraftanlage bereits anderweitig entschädigt werden;</p> <p>d) wiederkehrende Kosten, soweit diese später als 40 Jahre nach der Umsetzung der Massnahmen anfallen.</p>	<p>e) bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt.</p>	<p>e) bei Grenzwasserkraftanlagen: der Kostenanteil, der den schweizerischen Hoheitsanteil übersteigt.</p>	<p>Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils bei GSchG-Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen verstösst gegen den Grundsatz in Art. 34 EnG, wonach die vollständigen Kosten der Sanierungsmassnahmen erstattet werden. Laut Bundesgericht gilt dieser Grundsatz auch bei Grenzkraftwerken; eine Kürzung um den ausländischen Hoheitsanteil erachtet es als nicht zulässig (Entscheid des Bundesgerichts 2C_116/2022 betr. KW Reckingen).</p> <p>Die Bundesbehörden wollen diese Rechtsprechung nun durch eine entsprechende Anpassung der Energieverordnung umgehen.</p> <p>Durch die volle Erstattung der Sanierungskosten sollten erstens die wohlverworbenen Rechte der Wasserkraftbetreiber gewahrt und zweitens verhindert werden, dass finanzielle Diskussionen die Umsetzung und das Ausmass der Sanierungen behindern.</p> <p>Die Nicht-Entschädigung des ausländischen Hoheitsanteils führt zu hohen Kostenfolgen bei den Kraftwerken (laut erläuterndem Bericht sind es 200 Mio. CHF, die der Bund einspart). Um diese möglichst klein zu halten, werden die Kraftwerke nur noch die minimal notwendigen und für sie günstigsten Massnahmen umzusetzen bereit sein, Meinungsverschiedenheiten zwischen den Kraftwerken und den Behörden über den Umfang und daraus folgend Verzögerungen in der Umsetzung der Sanierungen werden die Folge sein.</p> <p>Auch hinsichtlich der Förderung und dem Erhalt der Biodiversität ist diese</p>





Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
			<p>Anpassung der EnV ein grosser Rückschritt. Falls die Wanderhindernisse am Hochrhein nicht mit guten Fischwanderanlagen behoben werden, nimmt der ökologische Wert der laufenden Sanierungen in den rein schweizerischen Flüssen ab. Dies steht auch im Widerspruch zu internationalen Abkommen, die die Schweiz eingegangen ist, so zum Beispiel das Übereinkommen vom 12. April 1999 zum Schutz des Rheins.</p>



Änderungen der Stromversorgungsverordnung (StromVV, 734.71)

Synoptische Darstellung der geplanten Änderungen im Verhältnis zum geltenden Recht inkl. Anträge und Kommentare des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Stand: 16. Juli 2025

Allgemeine Bemerkungen

Der VSE begrüsst, dass das Recht der Wirtschaftlichen Landesversorgung und der nach Artikel 60 Landesversorgungsgesetz (LVG) beauftragten Organisationen der Wirtschaft auf Zugang zu den Mess- und Stammdaten der Endverbraucher sowie zu den Stammdaten der Verteilnetzbetreiber mit dieser Vorlage verankert wird.

Der VSE weist zudem darauf hin, dass die nationale Datenplattform voraussichtlich frühestens 2027 operativ sein wird. Bis dahin muss ggf. eine Übergangslösung für die Bereitstellung der erforderlichen Daten definiert werden.

Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p>Art. 8a^{ter} Abs. 5 5 Er muss auf Verlangen bekannt geben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) der EICom: die Mess- und Stammdaten sowie die Daten nach Absatz 4 in nicht anonymisierter Form für ihre Vollzugsaufgaben im Rahmen des StromVG; b) dem Bundesamt für Energie (BFE): die Mess- und Stammdaten sowie die Daten nach Absatz 4 in pseudonymisierter Form für statistische Auswertungen; c) den kantonalen Behörden: die Mess- und Stammdaten in pseudonymisierter Form für ihre Vollzugsaufgaben. 	<p>Art. 8a^{ter} Abs. 5 Bst. b^{bis} 5 Er muss auf Verlangen bekannt geben:</p> <p>b^{bis} der Wirtschaftlichen Landesversorgung und den nach Artikel 60 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016 beauftragten Organisationen der Wirtschaft: die Mess- und Stammdaten der Endverbraucher und die Stammdaten der Verteilnetzbetreiber in nicht anonymisierter Form für die Vorbereitung und den Vollzug von Massnahmen nach dem LVG.</p>		

Änderungen der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW, 531.35)

Synoptische Darstellung der geplanten Änderungen im Verhältnis zum geltenden Recht inkl. Anträge und Kommentare des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Stand: 16. Juli 2025

Allgemeine Bemerkungen

Der VSE begrüsst, dass das Recht der Wirtschaftlichen Landesversorgung und der nach Artikel 60 Landesversorgungsgesetz (LVG) beauftragten Organisationen der Wirtschaft auf Zugang zu den Mess- und Stammdaten der Endverbraucher sowie zu den Stammdaten der Verteilnetzbetreiber mit dieser Vorlage verankert wird.

Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
<p><i>Ingress</i> gestützt auf die Artikel 57 Absatz 1 und 60 Absatz 1 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016 (LVG) und auf die Artikel 8c Absätze 1 und 2 sowie 15a Absatz 3 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG),</p>	<p><i>Ingress</i> gestützt auf die Artikel 5 Absatz 1, 57 Absatz 1, 60 Absatz 1 und 64 Absatz 1 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016 (LVG) und auf die Artikel 8c Absätze 1 und 2, 15a Absatz 3 und 17g Absatz 3 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG),</p>		
	<p><i>Ersatz eines Ausdrucks</i> <i>Im ganzen Erlass wird «Fachbereich Energie» ersetzt durch «Wirtschaftliche Landesversorgung», mit den nötigen grammatikalischen Anpassungen.</i></p>		
<p>Neue Bestimmung</p>	<p>Art. 3a Datenbearbeitung für die Vorbereitung von Interventionsmassnahmen</p> <p>1 Die Wirtschaftliche Landesversorgung und der VSE können zum Zweck der Vorbereitung von Interventionsmassnahmen nach den Artikeln 31–34 LVG im Elektrizitätsbereich die benötigten Daten beschaffen.</p> <p>2 Sie beschaffen dazu insbesondere Stamm-, Mess- und Prognosedaten.</p> <p>3 Sie beschaffen diese Daten, soweit sie darüber verfügbar sind, über die Datenplattform nach Artikel 17g Absatz 3 StromVG. Die Daten, die über Datenplattform nicht verfügbar sind, beschaffen sie direkt bei den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft und den Endverbrauchern.</p> <p>4 Die Stellen nach Absatz 3 liefern der Wirtschaftlichen Landesversorgung und dem VSE die notwendigen Daten</p>		

Geltender Verordnungstext	Entwurf vom 14.04.2025	Antrag VSE	Kommentar VSE
	<p>auf Anfrage in der erforderlichen Regelmässigkeit und in elektronischer Form.</p> <p>5 Die Wirtschaftliche Landesversorgung und der VSE stellen mit organisatorischen und technischen Massnahmen sicher, dass die unbefugte Datenbearbeitung verhindert wird.</p> <p>6 Die Daten dürfen ab dem Zeitpunkt der Erfassung während 10 Jahren aufbewahrt werden.</p>		

Suisse Eole
Rue Galilée 6
1400 – Yverdon-les-Bains

Par e-mail : verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Office Fédéral de l'Energie

Yverdon-les-Bains, 21.07.2025

Prise de position sur les modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026

Monsieur le Conseiller fédéral Rösti,
Mesdames et Messieurs,

Nous vous remercions vivement de nous avoir donné l'occasion de nous exprimer sur les modifications de l'ordonnance relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).

Objectif intermédiaire 2030 pour l'énergie éolienne

Suisse Eole – l'association pour l'encouragement de l'énergie éolienne en Suisse – se félicite expressément que le Conseil fédéral ait fixé dans l'ordonnance sur l'énergie des objectifs intermédiaires contraignants et spécifiques à la technologie pour les nouvelles énergies renouvelables. Cela montre de manière claire et compréhensible comment l'objectif d'extension pour 2035 (art. 2, al. 4, LEné) ancré dans la loi sur l'électricité doit être atteint.

En tant qu'association professionnelle et faitière, nous soutenons pleinement l'objectif intermédiaire de 2,3 TWh d'énergie éolienne d'ici 2030 et demandons que cet objectif soit ancré dans les ordonnances au moins à ce niveau.

La Suisse a un besoin urgent de plus d'électricité en hiver. En parallèle, l'énergie éolienne est la technologie la plus compétitive dont nous disposons parmi les énergies renouvelables qui peuvent être réalisées d'ici 2030.

À titre de comparaison, les subventions pour les installations solaires alpines s'élèvent à environ 3,5 millions de francs par GWh en hiver, tandis que les projets éoliens

– sur la base de leur profil de production hivernale – sont actuellement subventionnés à hauteur d'environ 1,5 million de francs par GWh en hiver.

Dans ce contexte, il est essentiel économiquement et techniquement de traiter en priorité les projets d'énergie éolienne prêts à être réalisés pour la production d'électricité en hiver. Nous saluons le fait que le Conseil fédéral reconnaisse que l'énergie éolienne peut contribuer de manière substantielle à réduire la pénurie d'électricité en hiver.

Nous sommes conscients que cet objectif est ambitieux. Cependant, la branche fait preuve d'une très forte volonté d'investir (aujourd'hui plus que jamais) et est prête à prendre les mesures nécessaires pour atteindre cet objectif.

Le pipeline de projets actuel (projets actifs avec une base de planification directrice validée par le Conseil fédéral, selon les évaluations de Suisse Eole) dispose également de capacités de production plus que suffisantes pour cela, avec plus de 2,7 TWh :

- **Projets déjà approuvés (certains déjà en construction) :**
3 projets avec 16 éoliennes, 46,4 MW et 89,5 GWh/a
- **Projets prêts à construire en procédure d'approbation :**
21 projets avec 137 éoliennes, 481,2 MW et 836 GWh/a
- **Projets en cours de planification active :**
45 projets avec 235 éoliennes, 1002 MW et 1'785 GWh/a
- **D'autres projets viendront s'y ajouter grâce à de nouveaux plans directeurs cantonaux ou à l'actualisation de ceux existants** (notamment dans les cantons de Saint-Gall, Appenzell Rhodes-Extérieures, Lucerne, Berne, Grisons et Zurich).

Le potentiel, les projets, la technologie et la volonté d'investir sont là. La question de savoir si l'objectif intermédiaire peut effectivement être atteint dépend toutefois en grande partie de la durée des procédures d'approbation. Comme l'indique à juste titre le rapport explicatif de l'ordonnance sur l'énergie, il est non seulement nécessaire de disposer d'un nombre suffisant de projets, mais aussi d'une **simplification et d'une accélération urgentes des procédures de planification et d'approbation**. Récemment, d'importantes conditions-cadres ont déjà été créées avec la loi sur l'électricité, de nouveaux plans directeurs cantonaux et des améliorations procédurales au niveau cantonal. Néanmoins, toutes les parties prenantes (politique, autorités et industrie) restent fortement sollicitées. Nous sommes convaincus que l'objectif intermédiaire de 2,3 TWh d'ici 2030 est un signal fort en faveur de l'amélioration des conditions-cadres et de la poursuite des investissements dans l'énergie éolienne. Avec les bonnes conditions-cadres, nous sommes convaincus que l'énergie éolienne pourra fournir environ 5 TWh pendant le semestre d'hiver d'ici 2035.

Intérêt national

L'énergie éolienne est un pilier central pour un approvisionnement sûr en électricité en hiver : environ deux tiers de la production éolienne a lieu au cours du semestre d'hiver. L'énergie éolienne contribue ainsi non seulement de manière décisive à la réalisation des objectifs de développement, mais aussi à **la limitation du déficit net d'électricité en hiver à un maximum de 5 TWh inscrit dans la loi sur l'électricité.**

Compte tenu des défis que pose la sécurité de l'approvisionnement en hiver, nous considérons qu'il est plus opportun d'appliquer un intérêt national uniforme à toutes les technologies. Le facteur décisif devrait être la production d'électricité au cours du semestre d'hiver.

Demande : Nous demandons que l'intérêt national (analogue à la réglementation sur l'énergie solaire) s'applique à tous les projets d'énergie renouvelable dont la production d'électricité hivernale (semestre d'hiver) est de 5 GWh ou plus.

Principe du gabarit éolien

Lors des dernières sessions d'hiver et de printemps (2024/2025), le Parlement fédéral a intégré à l'unanimité, dans le cadre des débats sur le projet de loi d'accélération des procédures (Beschleunigungserlass), une réglementation claire sur l'autorisation de construire des projets d'énergie éolienne sur la base du principe du gabarit (proposition du conseiller aux Etats Broulis) :

- **Art. 14a al. 3. let. d LEne:**

³ Les plans doivent préciser les points suivants :

- d. pour les installations éoliennes, un gabarit qui devra être respecté par le modèle d'éolienne retenu une fois l'entrée en force des autorisations. Les impacts des installations sont évalués sur la base des paramètres maximaux et sont documentés pour les aspects géométriques, énergétiques et environnementaux.

Pour la réalisation de projets d'énergie éolienne, cette approche est indispensable pour répondre à deux défis majeurs :

1. **Disponibilité limitée des modèles sur le marché :** La durée des procédures d'autorisation dépasse souvent celle des cycles de production des éoliennes, rendant fréquemment indisponibles les modèles initialement prévus.
2. **Avancées technologiques :** Le principe du gabarit permet d'intégrer les dernières innovations en matière d'efficacité énergétique et de réduction des impacts environnementaux.

La capacité du projet de loi d'accélération à obtenir une majorité est actuellement sérieusement compromise, notamment en raison des discussions et divergences autour du droit de recours des associations concernant les 16 projets hydroélectriques. Ainsi, l'ensemble du projet de loi risque d'échouer déjà au Parlement – y compris la disposition incontestée relative au principe du gabarit éolien. Si les objectifs intermédiaires pour 2030 doivent être atteints, une telle insécurité juridique ne peut en aucun cas être tolérée.

Demande : Nous demandons au Conseil fédéral de devancer le processus parlementaire et d'examiner l'ancrage approprié du principe du gabarit éolien dans les ordonnances.

Outre la prise de position sur les objectifs technologiques, l'intérêt national et le principe du gabarit éolien, Suisse Eole se permet à nouveau de faire des propositions d'amélioration, en particulier à l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). Les demandes de modifications se trouvent dans le tableau ci-joint.

Nous vous remercions de bien vouloir examiner attentivement notre prise de position et restons à votre disposition pour toute question ou information complémentaire.

Sincères salutations,

Lionel Perret
Directeur



Olivier Waldvogel
Responsable pour la Suisse alémanique



Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEnER (État le 1er mars 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Annexe 2.4</p> <p>2 Exigences minimales posées aux mesures du vent, aux données de mesure du vent et aux évaluations du rendement</p>		
<p>2.1 Exigences minimales posées aux mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation</p> <p>Les mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation doivent respecter les exigences minimales suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. le mât de mesure du vent est érigé dans le périmètre du parc; b. la hauteur du mât est au moins égale aux deux tiers de celle du moyeu de l'installation éolienne ou d'au moins 100 m; si le mât est plus court, des mesures LiDAR ou SODAR complémentaires sont réalisées dans le périmètre du parc; c. la mesure est exécutée avec des capteurs de direction du vent et des capteurs calibrés de vitesse du vent à deux hauteurs au moins, le point de mesure le plus haut se situant à 2 m au plus sous le sommet du mât; d. le vent est mesuré pendant au moins 12 mois sans interruption; e. les données de mesure du vent sont disponibles pour 80 % du temps au moins. 	<p>2.1 Exigences minimales posées aux mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation</p> <p>Les mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation doivent respecter les exigences minimales suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. La méthode de mesure du vent, le protocole et la méthode d'évaluation des données se basent en principe sur les directives techniques du « Measuring Network of Wind Energy Institutes » (Measnet) et de la « Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien » (FGW); a^{bis}. Les installations de mesure nécessaires (p. ex. mât de mesure du vent ou appareil LIDAR) sont érigées dans le périmètre du parc; b. la hauteur du mât est au moins égale aux deux tiers de celle du moyeu de l'installation éolienne ou d'au moins 100 m; si le mât est plus court, des mesures LiDAR ou SODAR complémentaires sont réalisées dans le périmètre du parc; c. la mesure est exécutée avec des capteurs de direction du vent et des capteurs calibrés de vitesse du vent à deux hauteurs au moins, le point de mesure le plus haut se situant à 2 m au plus sous le sommet du mât; d. le vent est mesuré pendant au moins 12 mois sans interruption; e. les données de mesure du vent sont disponibles pour 80 % du temps au moins. 	<p>À notre avis, les exigences minimales pour les mesures de vent doivent être conçues en fonction du site. Il n'est pas toujours nécessaire d'assumer des mesures relativement coûteuses par mât de mesure du vent. En particulier dans les zones forestières, l'érection de tels mâts est très difficile et nécessite généralement un permis de défrichage. Les mesures LIDAR et SODAR en tant qu'alternative aux mâts de mesure du vent sont en même temps établies dans la pratique, précises et relativement peu coûteuses. En Autriche et en Allemagne, de telles mesures sont déjà reconnues en principe. Pour le choix et la vérification de la méthodologie de mesure, il <u>est possible de consulter les directives FGW</u> (Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energie) ou les directives du « <u>Réseau de mesure des instituts de l'énergie éolienne</u> » (Measnet). Celles-ci sont mises à jour en permanence et selon l'état de l'art.</p> <p>Une exigence minimale stricte prescrite, qui devra peut-être être adaptée à l'avenir en fonction des circonstances, n'a pas de sens et n'est nécessaire que dans le cas où les évaluations des fabricants d'installations pour un emplacement ne peuvent pas être disponibles.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEnR (État le 1er mars 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Section 4 : Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes</p>		
<p>Art. 30^{d^{octies}} Décision</p> <p>1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante, et b. les paramètres pour le calcul du montant du taux de rétribution. <p>2 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 30^{d^{sexies}} et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. les conditions d'octroi ne sont pas toutes remplies après la mise en service; b. les délais d'avis d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés; c. l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans la demande. 	<p>Art. 30^{d^{octies}} Décision</p> <p>1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:</p> <ul style="list-style-type: none"> b. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante, et c. les paramètres pour le calcul du montant du taux de rétribution. <p>2 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 30^{d^{sexies}} et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si:</p> <ul style="list-style-type: none"> b. les conditions d'octroi ne sont pas toutes remplies après la mise en service; c. les délais d'avis d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés; d. l'emplacement de l'installation s'éloigne considérablement de ne correspond pas à celui indiqué dans la demande. 	<p>2.c : Il n'est pas rare que l'emplacement exact des éoliennes change au cours des procédures de planification d'un projet éolien, qui durent plus de 10 ans. Cela devrait être pris en compte de manière appropriée.</p> <p>Remarque : La proportionnalité de la clause de révocation dépend du moment de la demande. Plus une décision définitive est recevable tardivement, moins le règlement de la lettre c. est pertinent (l'emplacement exact de l'installation est connu lors de l'introduction de la demande de permis de construire). Cependant, des problèmes majeurs pourraient survenir avec la réglementation existante. Il faut soit plus de flexibilité dans le moment de la détermination finale du modèle de financement, soit dans le choix exact de l'emplacement des installations éoliennes. Pour Suisse Eole, il est clair que la marge de manœuvre souhaitée pour l'emplacement final de l'installation doit bien entendu se limiter au périmètre du plan directeur correspondant.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEnR (État le 1er mars 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Annexe 2.4 3 Contenu de la demande de contribution pour les études de projet</p>		
<p>La demande doit comporter au moins les données et les documents suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. preuve que l'emplacement du projet est prévu dans le plan directeur cantonal pour l'utilisation de l'énergie éolienne; b. étude préliminaire au projet comportant les données et les documents suivants: <ul style="list-style-type: none"> - carte incluant le périmètre du projet, - nombre et emplacement des installations éoliennes prévues, - description du projet assortie des données relatives au responsable du projet, à la gestion du projet, aux mesures du vent prévues, aux études environnementales et techniques prévues, à la planification du projet (raccordement au réseau, chemins de desserte, établissement du plan d'affectation, étude d'impact sur l'environnement, permis de construire, travail d'information) et au calendrier des études de projet; c. personne de contact responsable avec adresse et informations de contact (y compris adresse électronique et numéro de téléphone). 	<p>La demande doit comporter au moins les données et les documents suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. preuve que l'emplacement du projet est prévu dans le plan directeur cantonal pour l'utilisation de l'énergie éolienne <u>ou que le canton est disposé à examiner le site en vue de son inscription dans le plan directeur cantonal</u>; b. étude préliminaire au projet comportant les données et les documents suivants: <ul style="list-style-type: none"> - carte incluant le périmètre du projet, - nombre et emplacement des installations éoliennes prévues, - description du projet assortie des données relatives au responsable du projet, à la gestion du projet, aux mesures du vent prévues, aux études environnementales et techniques prévues, à la planification du projet (raccordement au réseau, chemins de desserte, établissement du plan d'affectation, étude d'impact sur l'environnement, permis de construire, travail d'information) et au calendrier des études de projet; c. personne de contact responsable avec adresse et informations de contact (y compris adresse électronique et numéro de téléphone). 	<p>Nous regrettons que les contributions aux études de projet ne soient accordées que pour des sites qui ont déjà une base dans les plans directeurs cantonaux. Nous pouvons comprendre que les contributions aux études de projet doivent être accordées aux projets qui ont la plus grande probabilité de réalisation. Cependant, la réglementation rend plus difficile la vérification de l'adéquation de l'emplacement dans des zones qui ne sont peut-être pas encore mentionnées dans les plans directeurs cantonaux, mais qui ont au mieux un potentiel élevé. Étant donné que la planification directrice cantonale ne présente pas encore de manière concluante l'ensemble du potentiel éolien, il est essentiel que de nouveaux sites puissent être examinés en permanence. Outre la planification positive au niveau de l'aménagement du territoire, les approches bottom-up spécifiques aux projets qui nécessitent des investissements privés sur le terrain sont également pertinentes. Dans le canton de Soleure, par exemple, plusieurs idées de projets sont dans le pipeline, pour lesquelles une demande d'inscription dans le plan directeur cantonal est encore nécessaire. En outre, il existe des projets d'énergie éolienne dans les zones industrielles, qui n'ont pratiquement pas encore de base pour la planification directrice. À notre avis, les contributions aux études de projet devraient également stimuler les investissements nécessaires. C'est pourquoi nous exigeons que l'exigence minimale de la lettre a soit prolongée pour</p>

		une demande de contribution aux études de projet de manière à ce que les cantons aient connaissance de l'idée de projet et confirment leur volonté d'examiner la zone/le site à inclure dans le plan directeur cantonal.
Ordonnance sur l'énergie (État le 1er mai 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Art. 9 – Éoliennes présentant un intérêt national</p> <p>2 Les nouvelles éoliennes et parcs éoliens revêtent un intérêt national s'ils atteignent une production annuelle moyenne attendue d'au moins 20 GWh.</p> <p>3 Les éoliennes et les parcs éoliens existants revêtent un intérêt national si leur agrandissement ou leur rénovation permet d'atteindre une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an.</p>	<p>Art. 9 – Éoliennes présentant un intérêt national</p> <p>2 Les nouvelles éoliennes et parcs éoliens revêtent un intérêt national s'ils atteignent une production annuelle moyenne attendue d'octobre à mars d'au moins 20 5 GWh.</p> <p>3 Les éoliennes et les parcs éoliens existants revêtent un intérêt national si leur agrandissement ou leur rénovation permet d'atteindre une production moyenne attendue d'octobre à mars d'au moins 20 5 GWh par an.</p>	<p>Compte tenu des défis liés à la sécurité de l'approvisionnement en hiver, nous considérons qu'il est judicieux d'appliquer un intérêt national uniforme à toutes les technologies renouvelables. La production d'électricité pendant les six mois d'hiver devrait être déterminante à cet égard. Nous demandons donc que, à l'instar de la réglementation applicable à l'énergie solaire, tous les projets dont la production d'électricité en hiver est d'au moins 5 GWh soient soumis à l'intérêt national.</p>

Monsieur le Conseiller fédéral
Albert Rösti
Chef du DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Par courrier électronique :
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Paudex, le 21 juillet 2025

Procédure de consultation : Modifications d'ordonnances relevant de l'Office fédéral de l'énergie soumises à la décision du Conseil fédéral en novembre 2025

Monsieur le Conseiller fédéral,

Notre organisation a examiné avec intérêt l'objet cité en titre, mis en consultation par vos soins. Par la présente, nous souhaitons vous faire part de notre position.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Le Centre Patronal se montre favorable au remplacement du bonus d'altitude par un nouveau bonus focalisé sur la production d'électricité hivernale. Cette nouvelle disposition permettra de mieux soutenir la production photovoltaïque bien orientée (sud) et de viser une inclinaison optimale des modules dès l'installation. Face aux difficultés d'approvisionnement actuelles et, surtout, aux défis à venir, ce « tournant productif » nous paraît particulièrement bienvenu.

Notre organisation constate toutefois que le système de soutien devient quelque peu complexe. Il serait donc utile de que l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) publie des informations claires et précises susceptibles de guider les acteurs concernés par ces projets.

D'autre part, nous soutenons le plafonnement des contributions concernant les grandes installations photovoltaïques. Cette décision paraît légitime pour éviter un soutien excessif et le développement d'une offre de production peu compétitive qu'il sera par la suite difficile à améliorer.

Concernant l'énergie hydraulique, la formulation des limites de soutien pour les contributions aux investissements des installations en termes de « production nette » nous paraît toutefois problématique. Selon les propositions que nous avons attentivement lues, il nous apparaît que la particularité des projets de centrales de pompage-turbinage (p. ex. Grimsel 4) n'a pas suffisamment été prise en compte. Si ces installations sont certes onéreuses, elles contribuent néanmoins à l'intégration de l'énergie photovoltaïque et éolienne. Elles compensent aussi les pics de charge, notamment pendant les mois d'hiver. Enfin, elles contribuent considérablement à la stabilisation du réseau électrique grâce à leur mode d'exploitation flexible. Or, avec cette révision législative, ces installations ne pourraient guère, voire pas du tout, bénéficier d'une aide. Par conséquent, cet élément nous paraît devoir être révisé. La protection contre les blackouts offerte par ces installations, pour ne citer que cet avantage, nous paraît devoir être mieux prise en compte par le Conseil fédéral.

Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Notre organisation soutient le développement des énergies renouvelables avec une préférence claire pour celles capable de renforcer la production électrique hivernale. La limitation des importations hivernales à 5 TW/h constituera en ce sens une nouvelle condition-cadre particulièrement importante, comme le signale très justement votre rapport explicatif. Cette disposition devrait favoriser le stockage (qui n'est pas assez développé en Suisse) et un mix énergétique optimal. A cet égard, notre organisation soutient le développement de meilleures conditions cadres pour le stockage et le déphasage de l'électricité. Ces paramètres sont indispensables à une intégration optimale des énergies renouvelables qui ne peut reposer sur la seule amélioration de la résilience du réseau électrique dont les travaux sont en cours. Au minimum, le Centre Patronal recommande de commencer au plus vite les travaux visant à fixer des objectifs et des bases légales en la matière. A cet égard, le Conseil fédéral pourrait s'inspirer d'exemples tels que ceux offerts par la Californie. En effet, cet Etat parmi les plus prospères des Etats-Unis a développé un mix énergétique varié et qui a la particularité de s'appuyer régulièrement sur d'importantes capacités de stockage, elles-mêmes patiemment développées dans le cadre de projets privés et publics-privés bénéficiant de conditions-cadres optimales.

A l'instar du Conseil fédéral, le Centre Patronal estime que l'impressionnant développement de l'énergie photovoltaïque en Suisse est certes réjouissant mais qu'il doit être complété par des investissements dans d'autres types d'énergies renouvelables. Nous pensons ici à l'énergie éolienne en particulier, alors que les technologies d'exploitation sont à maturité et que notre pays possède un excellent potentiel (en particulier l'hiver). A titre de comparaison, notre voisin autrichien produit déjà près de 10 TW/h grâce à ses nouvelles éoliennes, alors que nous n'atteignons péniblement que 2 TW/h en Suisse. Cette situation tend à démontrer une véritable « mise en échec » des autorités compétentes dans leur tentative de mieux exploiter le potentiel éolien du pays. Selon nous, cet échec doit être reconnu afin que nouvelles mesures de promotion de l'énergie éolienne soient développées allant au-delà de l'obligation faites aux cantons de désigner des zones se prêtant à l'exploitation de l'énergie éolienne. Dans ce cadre, la récente accélération des procédures votée par les Chambres nous paraît plus précieuse, compte tenu du nombre de projets à l'arrêt face aux multiples recours lancés par une minorité agissante. Il conviendra donc de la mettre en œuvre de manière rapide et efficace. Une telle mise en œuvre constituerait un signal positif pour les nombreux investisseurs qui se montrent aujourd'hui désabusés face aux lenteurs administratives et aux méandres judiciaires dans lesquels ils se trouvent trop souvent.

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) et Ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement électrique du pays (OOSE)

Le Centre Patronal soutient l'utilisation de données de mesures et de référence du Datahub pour la préparation de mesures d'approvisionnement minimal du pays. Dans ce cadre, il nous apparaît important que les cantons puissent néanmoins accéder de manière rapide et efficace à ces données.

Sur la base de ce qui précède, le Centre Patronal soutient ces quatre modifications législatives sous réserve des quelques commentaires et réserves exposés ci-dessus.

Nous vous remercions de l'attention que vous porterez à ce qui précède et vous prions de croire, Monsieur le Conseiller fédéral, à l'assurance de notre haute considération.

Centre Patronal



Cenni Najy

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie
3003 Bern
per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihre Ansprechperson:
Roger Ambort
+41 (0)79 780 82 82
r.ambort@stromkunden.ch

Dokument:
SN_2026_EnFV_EnV_WResVOEW_StromVV_Fi
n.docx

Naters, 21. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026
Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Per E-Mail vom 14. April 2025 haben Sie uns über die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zu Teilrevisionen der Energieförderverordnung (EnFV), der Energieverordnung (EnV), der Stromversorgungsverordnung (StromVV) sowie der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) auf Verordnungsstufe informiert. Sie geben den Vernehmlassungsadressaten die Möglichkeit, bis am 21. Juli 2025 schriftlich Stellung zu nehmen, was wir hiermit gerne tun.

Die Mitglieder der GGS haben zusammengenommen einen Stromverbrauch von rund 8 TWh und verfolgend das Ziel eines richtig funktionierenden Strommarkts, in welchem Industrie und Dienstleistungsunternehmen von wettbewerbsfähigen Strompreisen profitieren können.

Und täglich grüsst das Murmeltier

Leider vermisst die GGS weiterhin den nötigen Reformwille zur Lichtung des Subventionsdschungels bei der Energieförderverordnung (EnFV). Im Gegenteil, bei jeder Revision wird die Komplexität der Förderinstrumente erhöht und die Eintretenswahrscheinlichkeit von zeitlich nachgelagerten Fehlallokationen begünstigt. Die GGS fordert erneut eine Überarbeitung des gesamten Fördermechanismus!

Festlegung Zwischenziele

Die GGS begrüsst die Konkretisierung der Technologieziele in der Energieverordnung (EnV) für das Jahr 2030. Dies erlaubt zeitnah eine sachliche Auslegung der Energie Strategie 2050 des Bundes sowie eine allfällige Kurskorrektur.

Datenbearbeitung – so viel wie nötig

Die GGS unterstützt die Nutzung von Synergien, die aus der zukünftigen Datenplattform entstehen werden. Dennoch dürfen sensible Daten, die nicht anonymisiert sind, nicht auf Vorrat aufbewahrt werden. Die erhobenen Daten müssen nach Aufhebung des Bereitschaftsgrads 4 vernichtet werden, da deren Verwendung für den Vollzug nicht länger benötigt werden.

Zur Vorlage äussern wir uns wie folgt:

Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Art. 3a Datenbearbeitung für die Vorbereitung von Interventionsmassnahmen

¹ Die Wirtschaftliche Landesversorgung und der VSE können zum Zweck der Vorbereitung von Interventionsmassnahmen nach den Artikeln 31-34 LVG im Elektrizitätsbereich die benötigten Daten ab Inkraftsetzung des Bereitschaftsgrads 4 beschaffen.

(...)

⁶ ~~Die Daten dürfen ab dem Zeitpunkt der Erfassung während 10 Jahren aufbewahrt werden. müssen~~ nach Aufhebung des Bereitschaftsgrads 4 unwiderruflich gelöscht werden.

Begründung:

Die Endverbraucher sind die Eigentümer der Messdaten und haben ein Recht auf deren Löschung, nachdem die Mangellage behoben wurde und wieder Normalbetrieb herrscht. Sobald die Situation die Verwendung der Daten nicht mehr erfordert, sind die Daten bei den betroffenen Organisationen zu löschen und nicht für 10 Jahre aufzubewahren. Die Aufbewahrungspflicht erfüllt bereits die Datenplattformbetreiberin sowie die verantwortlichen Verteilnetzbetreiberinnen.

Energieförderverordnung (EnFV)

Art. 30c^{quinquies} Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Meldepflichten

^{1bis} Anlagen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert werden, sind spätestens ~~48~~24 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwachsen ist, in Betrieb zu nehmen.

Art. 46d Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Meldepflichten

^{1bis} Anlagen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert werden, sind spätestens ~~48~~24 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwachsen ist, in Betrieb zu nehmen.

Begründung:

Es ist nicht Aufgabe des Bundes ein inkompetentes Beschaffungswesen seitens der Gesuchsteller mit einer Verdoppelung der Fristendauer zu belohnen. Mithilfe der globalen Beschaffungsmärkte ist eine Frist von 24 Monaten weiterhin ausreichend.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Argumente.

Freundliche Grüsse



Serge Gaudin
Präsident



Roger Ambort
Geschäftsführer

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Herr Bundesrat Albert Rösti
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Per Email:

verordnungsrevisionen@bfe@admin.ch

Basel, 21. Juli 2025

Vernehmlassung Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf die Vernehmlassung zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 (Revisionen EnFV, EnV, StromVV, VOEW)

Der Dachverband metal.suisse fördert die Stahl-, Metall- und Fassadenbauweise in der Schweiz und setzt sich für den Materialkreislauf der metallischen Werkstoffe ein. Wir sind überzeugt, dass wir mit unserer Bauweise und unseren Materialien einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele der Schweiz leisten können. Recyclingmaterialien sind in unserer Bauweise heute Standard. Unsere Bauweise ist einzigartig und besonders geeignet, die Konzepte der Weiter- und Wiederverwendung von Gebäuden und Bauteilen umzusetzen und zu fördern.

metal.suisse anerkennt die Notwendigkeit der Verordnungsrevisionen, um zukünftig besser auf Energiemangellagen reagieren zu können. Die vorgeschlagenen Änderungen können jedoch zu massiven Eingriffen in die wirtschaftlichen Freiheiten energieintensiver Unternehmen führen. Insbesondere die Datensicherheit hat für uns oberste Priorität und sollte entsprechend gewährleistet sein. Daher braucht es eine intensive Einbindung der betroffenen Unternehmen in die Datenerhebungsprozesse und die Möglichkeit einer anonymisierten Datenweitergabe. Zudem sollte der Winterstrombonus auf weitere Technologien ausgeweitet werden und ergänzende Massnahmen geprüft werden, welche die Durchführbarkeit der Technologieziele sicherstellen.

StromVV und VOEW:

Frühzeitiges Einbinden der Unternehmen in Datenerhebungsprozesse

Die neue Datenzugriffspflicht für Endverbraucher mit hohem Strombezug betrifft insbesondere energieintensive Produzenten wie Stahlwerke, Giessereien oder Metallbauer mit energieintensiven Maschinen. Damit sich diese Unternehmen auf den entstehenden Mehraufwand einstellen können, muss die OSTRAL die betroffenen Branchen frühzeitig in ihre Prozesse einbinden und den Unternehmen eine genügend lange Vorbereitungszeit gewähren. Insbesondere müssen auch die Fragen geklärt werden, wie oft und mit welchem Aufwand Daten bereitgestellt werden müssen. Dies sind alles Faktoren, welche bei der Verhältnismässigkeitsklausel in Art. 3a Abs. 4 VOEW inkludiert gehören. Ebenfalls sollte geprüft werden, ob eine Kostenentlastung durch eine Reduktion anderer Abgaben des Strommarktes kompensiert werden können, um eine Zusatzbelastung zu vermeiden. Bereits heute krankt der Wirtschaftsstandort an einer nicht konkurrenzfähigen Energiepolitik.

Gewährleistung der Datensicherheit

Bei der Datenbereitstellung sind teils sensible und vertrauliche Verbraucherdaten betroffen, welche wirtschaftliche Rückschlüsse auf Produktionsprozesse zulassen. Die Datensicherheit nach Art. 3a Abs. 5 VOEW hat daher höchste Priorität und muss in der Ausführung auch entsprechend gewichtet werden. Insbesondere muss auch die Möglichkeit bestehen, Daten anonymisiert weitergeben zu können. Aus diesem Grund lehnt metal.suisse den geplanten Art. 8a Abs. 5 Bst. b^{bis} StromVV ab. Damit eine Vertrauensbasis geschaffen werden kann, muss die OSTRAL gegenüber den Unternehmen transparent sein und die entsprechenden Datensicherungsmethoden offenlegen. Die Unternehmen sollten dabei das Recht haben, Einsprache einzulegen, falls diese die genannten Methoden als unzureichend qualifizieren.

Frühzeitige Kommunikation und ausreichende Kompensation bei Netzabschaltungen

Bevor es zu Netzabschaltungen kommt, sollten alle Mittel für eine Verbrauchsreserve ausgeschöpft werden. Unternehmen erhalten dadurch eine Planbarkeit und die vollständige Netzabschaltung liesse sich vermeiden. Netzabschaltungen sind ein schwerer Eingriff in die wirtschaftliche Tätigkeit energieintensiver Unternehmen, mit entsprechenden Kosten verbunden und dürfen nur als Ultima Ratio in Betracht gezogen werden. Eine mögliche Netzabschaltung muss daher so früh wie möglich kommuniziert werden, damit die Unternehmen über genügend Zeit verfügen, um nötige Vorbereitungsmaßnahmen zu treffen. Da Netzabschaltungen zu einem faktischen Arbeitsverbot führen, bedarf es auch ausreichender Kompensationsmassnahmen, welche das Überleben der betroffenen Unternehmen sichern.

EnFV:

Winterstrombonus als positiver Anreiz - darf aber wichtige Solar-Projekte nicht torpedieren und muss für alle umweltfreundlichen Technologien möglich sein.

metal.suisse begrüsst die Einführung des Winterstrombonus gemäss Art. 30c EnFV als gezielten Anreiz zur Förderung von Photovoltaikanlagen mit überdurchschnittlicher Winterstromproduktion. Die leistungsbezogene Ausrichtung ist sinnvoll und unterstützt den energiepolitisch wichtigen Ausbau der Winterstromproduktion. Jedoch besteht die Gefahr, dass durch die Deckelung des Höchstbeitrags bei 3,5 Millionen Franken wichtige Projekte im Rahmen des Solar-Express gefährdet werden, wenn sie bis Ende 2025 die teilweise Einspeisung nicht erreichen. Dies läuft dem Ziel der Winterstromförderung zuwider, da gerade alpine Photovoltaikanlagen einen beträchtlichen Beitrag zur Winterstromproduktion leisten. Aus diesem Grund empfehlen wir, bereits begonnene Projekte des Solar-Express von den geplanten Fördergrenzen auszunehmen. Zusätzlich weisen wir darauf hin, dass der Winterstrombonus den Wegfall höherer Investitionsbeiträge wie sie bisher im Rahmen der Einzelfallprüfung möglich waren, nicht vollständig kompensieren kann. Daher empfehlen wir, das Bonussystem für die Winterstromproduktion auf weitere Technologien mit hohem Winterstrompotenzial auszuweiten (z.B. Geothermie). Auch Anlagen wie Pumpspeicherkraftwerke, welche keinen Überschuss

generieren, aber trotzdem aus stromregulatorischen Gründen wichtig für die Steuerung des Winterstroms sind, sollten von Förderungen profitieren können.

EnV

Technologieziele sind wichtig, brauchen aber ergänzende Bestimmungen

Die Festlegung der Technologieziele bis 2030 setzt richtige Impulse und ist für die strategische Ausrichtung wichtig. Der angestrebte Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen wird jedoch nur mit entsprechender Standorterschliessung und mit einer baulichen Umsetzung realisierbar sein. Damit diese Massnahmen möglichst wenige Hindernisse erfahren, muss das Ausbautempo auch auf der Ebene der kantonalen Richtplanung, des Genehmigungsverfahrens und durch Ausschreibungsmodelle flankiert werden. Andernfalls drohen Verzögerungen und Planungsunsicherheit. Daher sollten hier noch ergänzende Bestimmungen in Erwägung gezogen werden zur Koordination mit der Bauwirtschaft und von Zulieferindustrien. Dies könnte durch standardisierte Ausschreibungen und Materialverfügbarkeitsreserven erreicht werden.

Zusammenfassend sind die geplanten Anpassungen zu begrüßen, solange die Verhältnismässigkeit gewahrt wird und die Existenz energieverbrauchender Unternehmen sichergestellt bleibt. Damit die Massnahmen im Falle einer Strommangellage möglichst wirtschaftsfreundlich ausgestaltet sind, braucht es jedoch umfassende Kompensationsmassnahmen, eine frühzeitige Einbindung der betroffenen Branchen sowie Transparenz. Die Datenerhebungsprozesse müssen in einem geschützten Rahmen stattfinden und Netzabschaltungen dürfen nur als letztes Mittel in Betracht gezogen werden. Neue Mittel wie der Winterstrombonus werden ein gutes Anreizsystem schaffen, um das Risiko einer künftigen Strommangellage zu mindern. Daher empfiehlt metal.suisse, einen solchen Bonus auch für andere Technologien neben der Photovoltaik zu prüfen. Auch die Einführung neuer Technologieziele ist ein wichtiger Schritt, welcher jedoch nur umgesetzt werden kann, wenn Bewilligungsverfahren schneller und unbürokratischer umgesetzt werden.

Wir möchten an dieser Stelle anregen, die Energiestrategie 2050 einer grundlegenden Überprüfung zu unterziehen. Diese bildet die strategische Grundlage der heutigen Energiepolitik. Es zeigt sich, dass die Strategie mit einem anderen Kontext entwickelt wurde und dass sie heute konkurrenzfähige Standorte für energieintensive Unternehmen. Damit führt die Energiestrategie 2050 zu Carbon Leakage und macht an vielen Stellen eine aufwändige Nacharbeit am Gesetzes- und Verordnungstext notwendig.

Wir danken Ihnen für Möglichkeit der Stellungnahme und die Berücksichtigung unserer Punkte. Gerne stehen wir für Rückfragen zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen


Andreas Steffes
Geschäftsführer


Hendrik Rowedder
Public Affairs

Von: [Zanasco Jean-Luc](#)
An: [_BFE-Verordnungsrevisionen](#)
Cc: [Friedli David](#); florence.schurch@suissenegoce.ch; [Gros Guillaume](#)
Betreff: Ordonnance sur l'énergie - Prise de position des sociétés Parc éolien de la Grandsonnaz SA et Parc éolien du Mont de Boveresse SA
Datum: Montag, 7. Juli 2025 09:48:16
Anlagen: [Prise de position Suisse Eole Ordonnances sur l'énergie 2025-06-25_FR.pdf](#)

Madame, Monsieur,

Par la présente, nous tenons à vous informer que les deux sociétés citées en objet soutiennent la position de Suisse Eole (pdf ci-joint).

Pour votre information :

Parc éolien de la Grandsonnaz (VD)

- 15 éoliennes de 4.2 MW – production nette estimée de 90 GWh/an
- Mise à l'enquête du plan d'affectation valant permis de construire en novembre 2021
- Le traitement d'un recours (contre le Plan d'affectation valant permis de construire) est en cours d'instruction au Tribunal cantonal

Parc éolien du Mont de Boveresse (NE)

- 12 éoliennes de plus de 5 MW
- Mise à l'enquête prévue en 2027

Cordialement,

Jean-Luc Zanasco - 079 579 99 27

Responsable Développement éolien - Directeur ennova SA

SIG (sig-ge.ch) - ch. Château-Bloch 2, 1219 Le Lignon

Ce message, ainsi que tous les fichiers qui y sont attachés, sont confidentiels et à l'usage unique du destinataire. Si vous n'êtes pas le destinataire de ce message, merci d'en avvertir immédiatement l'expéditeur et de détruire le message. Son contenu ne représente en aucun cas un engagement de la part de SIG, sous réserve de tout accord conclu par écrit entre vous et SIG.

Suisse Eole
Rue Galilée 6
1400 – Yverdon-les-Bains

Par e-mail : verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Office Fédéral de l'Energie

Yverdon-les-Bains, 21.07.2025

Prise de position sur les modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026

Monsieur le Conseiller fédéral Rösti,
Mesdames et Messieurs,

Nous vous remercions vivement de nous avoir donné l'occasion de nous exprimer sur les modifications de l'ordonnance relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).

Objectif intermédiaire 2030 pour l'énergie éolienne

Suisse Eole – l'association pour l'encouragement de l'énergie éolienne en Suisse – se félicite expressément que le Conseil fédéral ait fixé dans l'ordonnance sur l'énergie des objectifs intermédiaires contraignants et spécifiques à la technologie pour les nouvelles énergies renouvelables. Cela montre de manière claire et compréhensible comment l'objectif d'extension pour 2035 (art. 2, al. 4, LEné) ancré dans la loi sur l'électricité doit être atteint.

En tant qu'association professionnelle et faitière, nous soutenons pleinement l'objectif intermédiaire de 2,3 TWh d'énergie éolienne d'ici 2030 et demandons que cet objectif soit ancré dans les ordonnances au moins à ce niveau.

La Suisse a un besoin urgent de plus d'électricité en hiver. En parallèle, l'énergie éolienne est la technologie la plus compétitive dont nous disposons parmi les énergies renouvelables qui peuvent être réalisées d'ici 2030.

À titre de comparaison, les subventions pour les installations solaires alpines s'élèvent à environ 3,5 millions de francs par GWh en hiver, tandis que les projets éoliens

– sur la base de leur profil de production hivernale – sont actuellement subventionnés à hauteur d'environ 1,5 million de francs par GWh en hiver.

Dans ce contexte, il est essentiel économiquement et techniquement de traiter en priorité les projets d'énergie éolienne prêts à être réalisés pour la production d'électricité en hiver. Nous saluons le fait que le Conseil fédéral reconnaisse que l'énergie éolienne peut contribuer de manière substantielle à réduire la pénurie d'électricité en hiver.

Nous sommes conscients que cet objectif est ambitieux. Cependant, la branche fait preuve d'une très forte volonté d'investir (aujourd'hui plus que jamais) et est prête à prendre les mesures nécessaires pour atteindre cet objectif.

Le pipeline de projets actuel (projets actifs avec une base de planification directrice validée par le Conseil fédéral, selon les évaluations de Suisse Eole) dispose également de capacités de production plus que suffisantes pour cela, avec plus de 2,7 TWh :

- **Projets déjà approuvés (certains déjà en construction) :**
3 projets avec 16 éoliennes, 46,4 MW et 89,5 GWh/a
- **Projets prêts à construire en procédure d'approbation :**
21 projets avec 137 éoliennes, 481,2 MW et 836 GWh/a
- **Projets en cours de planification active :**
45 projets avec 235 éoliennes, 1002 MW et 1'785 GWh/a
- **D'autres projets viendront s'y ajouter grâce à de nouveaux plans directeurs cantonaux ou à l'actualisation de ceux existants** (notamment dans les cantons de Saint-Gall, Appenzell Rhodes-Extérieures, Lucerne, Berne, Grisons et Zurich).

Le potentiel, les projets, la technologie et la volonté d'investir sont là. La question de savoir si l'objectif intermédiaire peut effectivement être atteint dépend toutefois en grande partie de la durée des procédures d'approbation. Comme l'indique à juste titre le rapport explicatif de l'ordonnance sur l'énergie, il est non seulement nécessaire de disposer d'un nombre suffisant de projets, mais aussi d'une **simplification et d'une accélération urgentes des procédures de planification et d'approbation**. Récemment, d'importantes conditions-cadres ont déjà été créées avec la loi sur l'électricité, de nouveaux plans directeurs cantonaux et des améliorations procédurales au niveau cantonal. Néanmoins, toutes les parties prenantes (politique, autorités et industrie) restent fortement sollicitées. Nous sommes convaincus que l'objectif intermédiaire de 2,3 TWh d'ici 2030 est un signal fort en faveur de l'amélioration des conditions-cadres et de la poursuite des investissements dans l'énergie éolienne. Avec les bonnes conditions-cadres, nous sommes convaincus que l'énergie éolienne pourra fournir environ 5 TWh pendant le semestre d'hiver d'ici 2035.

Intérêt national

L'énergie éolienne est un pilier central pour un approvisionnement sûr en électricité en hiver : environ deux tiers de la production éolienne a lieu au cours du semestre d'hiver. L'énergie éolienne contribue ainsi non seulement de manière décisive à la réalisation des objectifs de développement, mais aussi à **la limitation du déficit net d'électricité en hiver à un maximum de 5 TWh inscrit dans la loi sur l'électricité.**

Compte tenu des défis que pose la sécurité de l'approvisionnement en hiver, nous considérons qu'il est plus opportun d'appliquer un intérêt national uniforme à toutes les technologies. Le facteur décisif devrait être la production d'électricité au cours du semestre d'hiver.

Demande : Nous demandons que l'intérêt national (analogue à la réglementation sur l'énergie solaire) s'applique à tous les projets d'énergie renouvelable dont la production d'électricité hivernale (semestre d'hiver) est de 5 GWh ou plus.

Principe du gabarit éolien

Lors des dernières sessions d'hiver et de printemps (2024/2025), le Parlement fédéral a intégré à l'unanimité, dans le cadre des débats sur le projet de loi d'accélération des procédures (Beschleunigungserlass), une réglementation claire sur l'autorisation de construire des projets d'énergie éolienne sur la base du principe du gabarit (proposition du conseiller aux Etats Broulis) :

- **Art. 14a al. 3. let. d LEne:**

³ Les plans doivent préciser les points suivants :

- d. pour les installations éoliennes, un gabarit qui devra être respecté par le modèle d'éolienne retenu une fois l'entrée en force des autorisations. Les impacts des installations sont évalués sur la base des paramètres maximaux et sont documentés pour les aspects géométriques, énergétiques et environnementaux.

Pour la réalisation de projets d'énergie éolienne, cette approche est indispensable pour répondre à deux défis majeurs :

1. **Disponibilité limitée des modèles sur le marché** : La durée des procédures d'autorisation dépasse souvent celle des cycles de production des éoliennes, rendant fréquemment indisponibles les modèles initialement prévus.
2. **Avancées technologiques** : Le principe du gabarit permet d'intégrer les dernières innovations en matière d'efficacité énergétique et de réduction des impacts environnementaux.

La capacité du projet de loi d'accélération à obtenir une majorité est actuellement sérieusement compromise, notamment en raison des discussions et divergences autour du droit de recours des associations concernant les 16 projets hydroélectriques. Ainsi, l'ensemble du projet de loi risque d'échouer déjà au Parlement – y compris la disposition incontestée relative au principe du gabarit éolien. Si les objectifs intermédiaires pour 2030 doivent être atteints, une telle insécurité juridique ne peut en aucun cas être tolérée.

Demande : Nous demandons au Conseil fédéral de devancer le processus parlementaire et d'examiner l'ancrage approprié du principe du gabarit éolien dans les ordonnances.

Outre la prise de position sur les objectifs technologiques, l'intérêt national et le principe du gabarit éolien, Suisse Eole se permet à nouveau de faire des propositions d'amélioration, en particulier à l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). Les demandes de modifications se trouvent dans le tableau ci-joint.

Nous vous remercions de bien vouloir examiner attentivement notre prise de position et restons à votre disposition pour toute question ou information complémentaire.

Sincères salutations,

Lionel Perret
Directeur



Olivier Waldvogel
Responsable pour la Suisse alémanique



Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEnER (État le 1er mars 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Annexe 2.4</p> <p>2 Exigences minimales posées aux mesures du vent, aux données de mesure du vent et aux évaluations du rendement</p>		
<p>2.1 Exigences minimales posées aux mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation</p> <p>Les mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation doivent respecter les exigences minimales suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. le mât de mesure du vent est érigé dans le périmètre du parc; b. la hauteur du mât est au moins égale aux deux tiers de celle du moyeu de l'installation éolienne ou d'au moins 100 m; si le mât est plus court, des mesures LiDAR ou SODAR complémentaires sont réalisées dans le périmètre du parc; c. la mesure est exécutée avec des capteurs de direction du vent et des capteurs calibrés de vitesse du vent à deux hauteurs au moins, le point de mesure le plus haut se situant à 2 m au plus sous le sommet du mât; d. le vent est mesuré pendant au moins 12 mois sans interruption; e. les données de mesure du vent sont disponibles pour 80 % du temps au moins. 	<p>2.1 Exigences minimales posées aux mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation</p> <p>Les mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation doivent respecter les exigences minimales suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. La méthode de mesure du vent, le protocole et la méthode d'évaluation des données se basent en principe sur les directives techniques du « Measuring Network of Wind Energy Institutes » (Measnet) et de la « Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien » (FGW); a^{bis}. Les installations de mesure nécessaires (p. ex. mât de mesure du vent ou appareil LIDAR) sont érigées dans le périmètre du parc; b. la hauteur du mât est au moins égale aux deux tiers de celle du moyeu de l'installation éolienne ou d'au moins 100 m; si le mât est plus court, des mesures LiDAR ou SODAR complémentaires sont réalisées dans le périmètre du parc; c. la mesure est exécutée avec des capteurs de direction du vent et des capteurs calibrés de vitesse du vent à deux hauteurs au moins, le point de mesure le plus haut se situant à 2 m au plus sous le sommet du mât; d. le vent est mesuré pendant au moins 12 mois sans interruption; e. les données de mesure du vent sont disponibles pour 80 % du temps au moins. 	<p>À notre avis, les exigences minimales pour les mesures de vent doivent être conçues en fonction du site. Il n'est pas toujours nécessaire d'assumer des mesures relativement coûteuses par mât de mesure du vent. En particulier dans les zones forestières, l'érection de tels mâts est très difficile et nécessite généralement un permis de défrichement. Les mesures LiDAR et SODAR en tant qu'alternative aux mâts de mesure du vent sont en même temps établies dans la pratique, précises et relativement peu coûteuses. En Autriche et en Allemagne, de telles mesures sont déjà reconnues en principe. Pour le choix et la vérification de la méthodologie de mesure, il <u>est possible de consulter les directives FGW</u> (Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energie) ou les directives du « <u>Réseau de mesure des instituts de l'énergie éolienne</u> » (Measnet). Celles-ci sont mises à jour en permanence et selon l'état de l'art.</p> <p>Une exigence minimale stricte prescrite, qui devra peut-être être adaptée à l'avenir en fonction des circonstances, n'a pas de sens et n'est nécessaire que dans le cas où les évaluations des fabricants d'installations pour un emplacement ne peuvent pas être disponibles.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEnER (État le 1er mars 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Section 4 : Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes</p>		
<p>Art. 30^{d^{octies}} Décision</p> <p>1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante, et b. les paramètres pour le calcul du montant du taux de rétribution. <p>2 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 30^{d^{sexies}} et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. les conditions d'octroi ne sont pas toutes remplies après la mise en service; b. les délais d'avis d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés; c. l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans la demande. 	<p>Art. 30^{d^{octies}} Décision</p> <p>1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:</p> <ul style="list-style-type: none"> b. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante, et c. les paramètres pour le calcul du montant du taux de rétribution. <p>2 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 30^{d^{sexies}} et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si:</p> <ul style="list-style-type: none"> b. les conditions d'octroi ne sont pas toutes remplies après la mise en service; c. les délais d'avis d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés; d. l'emplacement de l'installation s'éloigne considérablement de ne correspond pas à celui indiqué dans la demande. 	<p>2.c : Il n'est pas rare que l'emplacement exact des éoliennes change au cours des procédures de planification d'un projet éolien, qui durent plus de 10 ans. Cela devrait être pris en compte de manière appropriée.</p> <p>Remarque : La proportionnalité de la clause de révocation dépend du moment de la demande. Plus une décision définitive est recevable tardivement, moins le règlement de la lettre c. est pertinent (l'emplacement exact de l'installation est connu lors de l'introduction de la demande de permis de construire). Cependant, des problèmes majeurs pourraient survenir avec la réglementation existante. Il faut soit plus de flexibilité dans le moment de la détermination finale du modèle de financement, soit dans le choix exact de l'emplacement des installations éoliennes. Pour Suisse Eole, il est clair que la marge de manœuvre souhaitée pour l'emplacement final de l'installation doit bien entendu se limiter au périmètre du plan directeur correspondant.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEnR (État le 1er mars 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Annexe 2.4 3 Contenu de la demande de contribution pour les études de projet</p>		
<p>La demande doit comporter au moins les données et les documents suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. preuve que l'emplacement du projet est prévu dans le plan directeur cantonal pour l'utilisation de l'énergie éolienne; b. étude préliminaire au projet comportant les données et les documents suivants: <ul style="list-style-type: none"> - carte incluant le périmètre du projet, - nombre et emplacement des installations éoliennes prévues, - description du projet assortie des données relatives au responsable du projet, à la gestion du projet, aux mesures du vent prévues, aux études environnementales et techniques prévues, à la planification du projet (raccordement au réseau, chemins de desserte, établissement du plan d'affectation, étude d'impact sur l'environnement, permis de construire, travail d'information) et au calendrier des études de projet; c. personne de contact responsable avec adresse et informations de contact (y compris adresse électronique et numéro de téléphone). 	<p>La demande doit comporter au moins les données et les documents suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. preuve que l'emplacement du projet est prévu dans le plan directeur cantonal pour l'utilisation de l'énergie éolienne <u>ou que le canton est disposé à examiner le site en vue de son inscription dans le plan directeur cantonal</u>; b. étude préliminaire au projet comportant les données et les documents suivants: <ul style="list-style-type: none"> - carte incluant le périmètre du projet, - nombre et emplacement des installations éoliennes prévues, - description du projet assortie des données relatives au responsable du projet, à la gestion du projet, aux mesures du vent prévues, aux études environnementales et techniques prévues, à la planification du projet (raccordement au réseau, chemins de desserte, établissement du plan d'affectation, étude d'impact sur l'environnement, permis de construire, travail d'information) et au calendrier des études de projet; c. personne de contact responsable avec adresse et informations de contact (y compris adresse électronique et numéro de téléphone). 	<p>Nous regrettons que les contributions aux études de projet ne soient accordées que pour des sites qui ont déjà une base dans les plans directeurs cantonaux. Nous pouvons comprendre que les contributions aux études de projet doivent être accordées aux projets qui ont la plus grande probabilité de réalisation. Cependant, la réglementation rend plus difficile la vérification de l'adéquation de l'emplacement dans des zones qui ne sont peut-être pas encore mentionnées dans les plans directeurs cantonaux, mais qui ont au mieux un potentiel élevé. Étant donné que la planification directrice cantonale ne présente pas encore de manière concluante l'ensemble du potentiel éolien, il est essentiel que de nouveaux sites puissent être examinés en permanence. Outre la planification positive au niveau de l'aménagement du territoire, les approches bottom-up spécifiques aux projets qui nécessitent des investissements privés sur le terrain sont également pertinentes. Dans le canton de Soleure, par exemple, plusieurs idées de projets sont dans le pipeline, pour lesquelles une demande d'inscription dans le plan directeur cantonal est encore nécessaire. En outre, il existe des projets d'énergie éolienne dans les zones industrielles, qui n'ont pratiquement pas encore de base pour la planification directrice. À notre avis, les contributions aux études de projet devraient également stimuler les investissements nécessaires. C'est pourquoi nous exigeons que l'exigence minimale de la lettre a soit prolongée pour</p>

		une demande de contribution aux études de projet de manière à ce que les cantons aient connaissance de l'idée de projet et confirment leur volonté d'examiner la zone/le site à inclure dans le plan directeur cantonal.
Ordonnance sur l'énergie (État le 1er mai 2025)	Demandes/suggestions SEO	Commentaires SEO
<p>Art. 9 – Éoliennes présentant un intérêt national</p> <p>2 Les nouvelles éoliennes et parcs éoliens revêtent un intérêt national s'ils atteignent une production annuelle moyenne attendue d'au moins 20 GWh.</p> <p>3 Les éoliennes et les parcs éoliens existants revêtent un intérêt national si leur agrandissement ou leur rénovation permet d'atteindre une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an.</p>	<p>Art. 9 – Éoliennes présentant un intérêt national</p> <p>2 Les nouvelles éoliennes et parcs éoliens revêtent un intérêt national s'ils atteignent une production annuelle moyenne attendue d'octobre à mars d'au moins 20 5 GWh.</p> <p>3 Les éoliennes et les parcs éoliens existants revêtent un intérêt national si leur agrandissement ou leur rénovation permet d'atteindre une production moyenne attendue d'octobre à mars d'au moins 20 5 GWh par an.</p>	<p>Compte tenu des défis liés à la sécurité de l'approvisionnement en hiver, nous considérons qu'il est judicieux d'appliquer un intérêt national uniforme à toutes les technologies renouvelables. La production d'électricité pendant les six mois d'hiver devrait être déterminante à cet égard. Nous demandons donc que, à l'instar de la réglementation applicable à l'énergie solaire, tous les projets dont la production d'électricité en hiver est d'au moins 5 GWh soient soumis à l'intérêt national.</p>

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
3003 Bern

Per E-Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Wirtschaftspolitik

Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Pfingstweidstrasse 102
Postfach
CH-8037 Zürich
Tel. +41 44 384 48 04

p.bregy@swissmem.ch
www.swissmem.ch

Zürich, 21. Juli 2025

Vernehmlassung zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE, Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Einladung zur Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung.

Swissmem ist der führende Verband für KMU und Grossunternehmen der schweizerischen Tech-Industrie. Swissmem fördert die nationale und die internationale Wettbewerbsfähigkeit ihrer über 1'400 Mitgliedsfirmen durch eine wirkungsvolle Interessenvertretung, bedarfsgerechte Dienstleistungen, eine gezielte Vernetzung sowie eine arbeitsmarktgerechte Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.

Die Schweizer Tech-Industrie ist eine vielseitige und innovative Hightech-Branche, die in sämtlichen Lebens- und Wirtschaftsbereichen leistungsstarke Lösungen anbietet. Sie erwirtschaftet rund 7% des Bruttoinlandproduktes und nimmt damit in der schweizerischen Volkswirtschaft eine Schlüsselrolle ein. Die Branche ist mit 330'000 Beschäftigten die grösste industrielle Arbeitgeberin der Schweiz und leistet mit Ausfuhren im Wert von CHF 68,3 Milliarden 24% der gesamten Güterexporte. 55% der ausgeführten Güter der Tech-Industrie werden in die EU, 14.8% in die USA und 7.4% nach China exportiert.

Wir beschränken uns auf eine Rückmeldung zur Energieförderungsverordnung EnFV.

Swissmem begrüsst den überarbeiteten Winterstrombonus für grosse PV-Anlagen sowie die Förderobergrenzen für Anlagen des Solarexpress und bei Investitionsbeiträgen für die Wasserkraft.

Vorbemerkung

Mit dem Ziel Netto Null bis 2050 wird Elektrizität noch stärker zu einer strategischen Ressource. Darüber hinaus hat der Strompreis für weitere Teile der Industrie zentralen Einfluss auf deren internationale Wettbewerbsfähigkeit. Entsprechend muss die Schweizer Energiepolitik konsequent auf die wirtschaftliche Tragbarkeit der Strompreise ausgerichtet werden, besonderes Augenmerk gilt der Höhe des Netznutzungsentgelt. Andernfalls droht Deindustrialisierung und Verlust an industriell-

ler Substanz, wie dies in Ansätzen in Deutschland als Folge einer fehlgeleiteten Energiepolitik bereits beobachtet werden kann. Die Förderinstrumente müssen generell kosteneffizient und technologieneutral ausgestaltet sein.

Fokus auf Winterstrom wichtig:

Die Energieperspektiven 2050plus und viele weitere Studien machen deutlich, dass für die Gewährleistung der mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit in der Schweiz ein Fokus auf den Zubau von eigener Winterstromproduktion gelegt werden muss. Dies reduziert unsere Abhängigkeiten von Winterstrom-Importen und erhöht damit grundsätzlich die Resilienz der Schweizer Stromversorgung. Entsprechend sind die vorgeschlagenen Anpassungen in der Energieförderungsverordnung zwingend. Es ist sicherzustellen, dass die mit den Abgaben von Bevölkerung und Wirtschaft hoch subventionierten neuen Erzeugungsanlagen tatsächlich einen nennenswerten Beitrag zur Reduktion der erwarteten Winterstromlücke leisten. Subventionen, welche diese Prämisse nicht erfüllen sind nicht gerechtfertigt und abzuschaffen.

Fördermittel kosteneffizient einsetzen:

Über den Netzzuschlag von 2.3 Rp./kWh werden die Schweizer Stromkonsumenten je nach Stromendverbrauch jährlich mit Zusatzkosten zwischen 1'300 und 1'400 Mio. CHF für die Förderung von erneuerbaren Energien belastet. Diese Mittel fehlen der Schweizer Wirtschaft – Haushalte und Unternehmen – unmittelbar. Mit Investitionsbeiträgen von bis zu 60% soll insbesondere der Zubau von zusätzlichem Winterstrom subventioniert werden. Oft resultiert daraus – sofern die Anlagen wegen Einsparungen überhaupt realisiert werden – sehr teure neue Produktion, zum Beispiel Alpin-Solaranlagen. Diese sind jedoch trotz der ausserordentlich hohen Subventionen kaum marktfähig. So gelangt diese Produktion mit grosser Wahrscheinlichkeit über das «cost-plus-Regime» in die Grundversorgung oder sie wird über ein PPA (power purchase agreement) direkt zwischen Erzeuger und einem Abnehmer vermarktet. Dabei sind die PPA-Abnehmer oft Grossunternehmen aus dem Dienstleistungssektor, wo die Stromkosten von nebensächlicher Bedeutung sind. Mit den kaum marktfähigen, von den Schweizer Stromendverbrauchern hoch subventionierten Anlagen wird dann ein «Ökostrom-Engagement» öffentlichkeitswirksam vermarktet. Das erzeugt schöne Bilder, hat aber mit der Förderung von strukturell mehr marktfähigem Winterstrom wenig zu tun. Deshalb ist es angezeigt, bei den Abgaben der Stromendverbraucher keine Verschwendung der Mittel zuzulassen. Die finanzielle Förderung von Projekten mit sehr schlechtem Kosten-Nutzenverhältnis ist gemäss vorliegendem Erlassentwurf zu unterlassen. Ferner schafft diese Anpassung endlich technologieneutral gleich lange «Förder-Spieße» zu anderen Erzeugungstechnologien wie z.B. Biomasseanlagen, wo die Investitionsbeiträge im Sinne eines kosteneffizienten Einsatzes von Fördermitteln bereits beschränkt sind.

Fokus auf den «Elefanten im Raum» – Energieeffizienz:

Den teuren Projekten für neuen Winterstrom, wovon viele wegen Einsparungen gar nicht oder viele Jahre später als geplant und teilweise stark redimensioniert umgesetzt werden, stehen die Energieeffizienzpotenziale gegenüber. Diese Stromeinsparungen sind unmittelbar, es stellen sich weder Akzeptanzprobleme noch bewilligungsrechtliche Fragen und der Winterstromanteil liegt mutmasslich bei deutlich über 50%. Von den erwähnten 1'300 bis 1'400 Mio. CHF pro Jahr aus dem Netzzuschlag werden knapp 120 Mio. CHF für die Rückerstattung des Netzzuschlags für besonders stromintensive Unternehmen eingesetzt. Dies entlastet die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen wenigstens in Teilen von den für die Schweizer Industrie strukturell höheren Netznutzungsentgelten im Vergleich zum europäischen Ausland. Im Gegenzug sind die stromintensiven Unternehmen zur Umsetzung von Stromeffizienzmassnahmen verpflichtet und tragen damit selbst zur Reduktion der Winterstromlücke bei. Weitere 0.1 Rp./kWh aus dem Netzzuschlag stehen für wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz (ProKilowatt) zur Verfügung. Gemäss dem ProKilowatt-Leistungsbericht hat die Wirtschaft von 2010 bis 2023 mit Stromeffizienzmassnahmen

rund 15 TWh Strom zu durchschnittlich 2.78 Rp./kWh eingespart. Kann mittels Steigerung der Energieeffizienz der Winterstromverbrauch weiter reduziert werden, sinkt damit zum einen der Bedarf an neuer, mit bis zu 60% der Investitionskosten hoch subventionierter, teurer Winterproduktion und sinkt zum anderen die Schweizer Abhängigkeit beim Import von Winterstrom. Bevor neue Produktionsanlagen in so hohem Masse subventioniert werden, sind die Anreize zur Erschliessung der Energieeffizienzpotenziale zu stärken. Entsprechende Investitionen in den Unternehmen stärken die Wettbewerbs- und Innovationsfähigkeit des Produktionsstandortes Schweiz sowie viele Arbeitsplätze.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Fragen steht Ihnen Philipp Bregy gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Jean-Philippe Kohl
Leiter Wirtschaftspolitik, Vizedirektor



Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Bundesamt für Energie (BFE)
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 21. Juli 2025

Vernehmlassungsverfahren bezüglich der Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Schweizer Ziegeleiunternehmen produzieren und vertreiben Backsteine, Dachziegel und keramische Fassadenplatten aus einheimischem Ton und decken damit den Inlandbedarf weitgehend ab. Zusätzlich bieten sie passgenaue, innovative Photovoltaiklösungen an. Zum Verband gehört auch der Bereich Feinkeramik – vertreten durch den letzten international tätigen Hersteller von Sanitärkeramik in der Schweiz. Bei den Ziegeleiunternehmen handelt es sich um typische kleinere Familienunternehmen, welche teilweise seit über 150 Jahren Ziegeleiprodukte herstellen. Die Herstellung von Backsteinen, Dachziegeln und keramischen Fassadenplatten ist ein energieintensiver Produktionsprozess und daher auf eine stabile und ausreichende Versorgung mit Strom und Gas angewiesen. Eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen ist für unsere Industrie und die Erhaltung des Produktionsstandortes Schweiz essenziell.

Gerne nehmen wir zu der obengenannten Vorlage wie folgt Stellung:

Ziegelindustrie Schweiz anerkennt weitgehend die Notwendigkeit der geplanten Verordnungsänderungen, beurteilt jedoch die vorgesehene Änderung der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) als kritisch und lehnt die geplante Änderung der Stromversorgungsverordnung (StromVV) entschieden ab. Die genannte Verordnungsänderungen weisen erhebliches Potenzial zur Überarbeitung auf, gewähren diese doch dem Bundesamt für Wirtschaftliche Landesversorgung (BWL), dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) sowie den übrigen Akteuren der Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) tiefgehende Einblicke in wettbewerbsrelevante Daten von Herstellern mit hohem Strombezug.

Darüber hinaus darf der Aspekt wettbewerbsfähiger Endverbraucherpreise für Strom bei den Bemühungen des Bundesrates zum Ausbau der Stromproduktion nicht vernachlässigt werden, da dieser für den Produktionsstandort Schweiz von zentraler Bedeutung ist.

Vertraulichkeit und Schutz von wettbewerbsrelevanten Daten ist sicherzustellen

*Streichung von Art. 8^{ter} Abs. 5 Bst. B^{bis} E-StromVV
Überprüfung Art. 3a Abs. 1 bis 6 E-VOEW*

Ziegelindustrie Schweiz lehnt die geplante Ausweitung des Kreises zugriffsberechtigter Akteure und Organisationen auf nicht-anonymisierte Mess- und Prognosedaten von Unternehmen mit hohem Strombezug entschieden ab. Diese Ausweitung würde durch die Änderung der Stromversorgungsverordnung und die Schaffung von Art. 8^{ter} Abs. 5 Bst. B^{bis} ermöglicht.

Kritisch beurteilt wird zudem die geplante Änderung der Verordnung über die Organisation der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) durch die Einführung von Art. 3a Abs. 1 bis 6.

Es ist unabdingbar, dass der Schutz sensibler, wettbewerbsrelevanter Daten – insbesondere der Mess- und Prognosedaten zum Stromverbrauch einzelner Unternehmen – umfassend sichergestellt wird. Diese Daten erlauben Rückschlüsse auf Produktionsprozesse und -mengen und sind daher besonders vertraulich. Zwar wird dieser Grundsatz in Art. 3a Abs. 5 E-VOEW anerkannt, es muss jedoch sichergestellt werden, dass er nicht durch das Öffentlichkeitsprinzip oder andere Regelungen unterlaufen werden kann. Aus Sicht von Ziegelindustrie Schweiz sind daher nicht nur weitergehende regulatorische Schutzmassnahmen notwendig, sondern gegebenenfalls auch organisatorische Anpassungen. So muss ausgeschlossen werden, dass Vertreterinnen und Vertreter privatwirtschaftlicher Wettbewerber, die Einsitz in OSTRAL-Gremien oder in der begleitenden Kommission Industrie des BWL haben, Zugang zu vertraulichen Unternehmensdaten erhalten.

Sollte der Bundesrat trotz der dargelegten Bedenken an der Anpassung festhalten, sind betroffene Unternehmen frühzeitig und eng in die Prozesse der Überarbeitung bzw. Datenerhebung einzubinden. Um eine belastbare Vorbereitung auf den zusätzlichen Aufwand zu ermöglichen, ist eine frühzeitige Einbindung durch OSTRAL sowie eine ausreichende Vorlaufzeit zwingend notwendig. Zudem muss geklärt werden, wie oft und mit welchem Aufwand die Daten bereitgestellt werden müssen. Diese Faktoren sind zwingend in die Verhältnismässigkeitsklausel gemäss Art. 3a Abs. 4 E-VOEW aufzunehmen. Weiter ist zu prüfen, ob eine mögliche Zusatzbelastung durch eine Reduktion anderer Abgaben im Strombereich kompensiert werden kann. Schon heute leidet der Produktionsstandort Schweiz unter einer nicht wettbewerbsfähigen Energiepolitik.

Endverbraucherpreise beim dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien im Blick behalten

Ziegelindustrie Schweiz begrüsst und unterstützt die Bestrebungen des Bundesrates zum Ausbau der Energieproduktion mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen. Beim Ausbau der Stromproduktion darf jedoch der Aspekt der Endverbraucherpreise für Strom nicht aus dem Blick geraten.

Zwar werden die reinen Strompreise auf dem europäischen Markt gebildet und sind damit für alle Produzenten in Europa ähnlich. In Bezug auf Netzabgaben und -gebühren besteht jedoch gegenüber dem umliegenden Ausland Differenzierungspotenzial. Für die schweizerischen Basisindustrien – die im grenzüberschreitenden Wettbewerb stehen – sind nicht die reinen Strompreise, sondern die relativen Endverbraucherpreise entscheidend. Hinzu kommt: Der Anteil des reinen Strompreises am Endverbraucherpreis ist in den letzten Jahren stetig gesunken und dürfte weiter sinken. Gleichzeitig steigen der Anteil von Abgaben, Gebühren und die Kosten für die Stromreserve laufend. Bereits im Jahr 2026 dürften diese Kosten rund 55% des Endverbraucherpreises ausmachen.

Die laufende Erneuerung und der Umbau der Schweizer Stromnetze führen dazu, dass die jährlichen Netzkosten für Industrieunternehmen im KMU-Bereich (Netzebene 4 und 5) um voraussichtlich 27% steigen. Durch den schnellen und dezentralen Ausbau der neuen erneuerbaren Energien (nEE) könnte dieser Anstieg gar über 133 % betragen – womit die Netzkosten der Basisindustrien im Vergleich zu den Tarifen für Privathaushalte sogar überproportional steigen würden.¹

Dass die Strompreise für die Industrie in der Schweiz im Vergleich zu Privathaushalten deutlich höher ausfallen und sogar über dem EU-Durchschnitt liegen, ist unter anderem auf die hohe Netzkomponente zurückzuführen. Diese wiederum ergibt sich aus dem raschen und dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat dieses Ungleichgewicht in einem Bericht vom 14. Mai 2025 an den Bundesrat ausdrücklich festgehalten:

«Im internationalen Vergleich liegen die Schweizer Strompreise im Mittelfeld der ausgewählten europäischen Länder, dies massgeblich aufgrund von niedrigen Abgaben und den eher durchschnittlich teuren Energiepreisen. Bei Grossverbrauchern liegen die Preise hingegen über dem EU-Durchschnitt. Weiterhin auffällig ist die verhältnismässig hohe Netzkomponente. Dies ist von Bedeutung, da sich massgeblich aufgrund der Umstellung des Stromsystems auf vermehrte erneuerbare Energien die Netzkosten bis 2050 verdoppeln könnten.»²

¹ Szenarien WWB und ZERO Basis; Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze, Studie im Auftrag des BFE von Polynomics, Consentec und EBP, 2022.

² Versorgungssicherheit und Wettbewerbsentwicklungen unter dem StromVG und der StromVV, Bericht des BFE an den Bundesrat nach Art. 27 Abs. 3 StromVV vom 14. Mai 2025, Kernaussagen, Kap. 8, S. 9-10.

Dekarbonisierung und Erhalt des Produktionsstandortes Schweiz erfordern Anpassung der Energiestrategie 2050

Es besteht ein klarer Zielkonflikt zwischen dem angestrebten vollständigen Umstieg auf dezentrale und erneuerbare Stromproduktion, der erfolgreichen Dekarbonisierung der Industrie – die auf bezahlbaren Strom angewiesen ist – und der Sicherung eines wettbewerbsfähigen Produktionsstandorts mit tragbaren Endverbraucherpreisen für Strom. Steigende oder dauerhaft hohe Endverbraucherpreise behindern den Ersatz fossiler Energieträger und gefährden somit die Dekarbonisierung. Gleichzeitig setzen sie die Schweizer Industrie hinsichtlich ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit erheblich unter Druck und gefährden den Werkplatz Schweiz.

Angesichts dieser Tatsachen fordern wir den Bundesrat auf, die Energiestrategie 2050 eingehend zu überprüfen. Besonders kritisch ist die einseitige Fokussierung auf eine stark dezentrale Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Diese Strategie birgt das Risiko steigender Netztarife, was wiederum die Endverbraucherpreise in die Höhe treibt. Stattdessen ist eine stärker ausgewogene Ausrichtung notwendig – hin zu einer emissionsarmen, stabilen und den Bedarf der Industrie betreffenden zentralen Stromproduktion (z. B. durch Grundlastkraftwerke), die tiefere Netzkosten ermöglicht und langfristig Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen gewährleistet.

Die Energiestrategie 2050 wurde in einem anderen wirtschaftlichen und geopolitischen Umfeld konzipiert. In ihrer heutigen Form gefährdet sie den Industriestandort Schweiz – insbesondere die energieintensiven Basisindustrien – und trägt letztlich zur Verlagerung von CO₂-Emissionen ins Ausland (Carbon Leakage) bei.

Für die wohlwollende Berücksichtigung unserer Stellungnahme danken wir Ihnen vielmals.

Freundliche Grüsse
Ziegelindustrie Schweiz



Michael Fritsche
Präsident



Benjamin Schmid
Geschäftsführer

Stellungnahme von Mountain Wilderness Schweiz zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli, sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, an der oben genannten Vernehmlassung teilnehmen zu dürfen, und nehmen diese Gelegenheit gerne wahr.

Die vorgeschlagenen Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ohne Wasserkraft bedürfen unserer Ansicht nach einer Überarbeitung – sie scheinen uns mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses nicht erreichbar. Während sie durchaus ambitioniert sein dürfen, um der Branche den nötigen Anstoss zu geben, sollen sie angesichts der kurzen Dauer von weniger als fünf Jahren einigermaßen realistisch sein. Gleichzeitig sollen aber auch angemessene Massnahmen ergriffen werden, wofür wir entsprechende Vorschläge machen.

Zusätzlich fordern wir auch Zwischenziele beim Energie- und Elektrizitätsverbrauch und schlagen verschiedene Massnahmen zur zusätzlichen Beanreicherung der Winterstromproduktion vor.

Sie finden unsere detaillierten Änderungsanträge, Kommentare und Vorschläge nachfolgend.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir im Voraus.

Freundliche Grüsse



Aaron Heinzmann

Projektleiter, Mountain Wilderness Schweiz

- **Energieverordnung EnV**

Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Die Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erscheinen angesichts der Potenziale konsequent. Gleichzeitig sind sie mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses wohl nicht erreichbar. Insbesondere erscheint uns die Verdreizehnfachung der heutigen Windproduktion bis 2030 angesichts der Projekt-Pipeline unrealistisch. Denn verschiedene Massnahmen, wie die Gebietsausscheidung in den Kantonen werden erst in einiger Zeit ihre Wirkung entfalten. Angesichts dieser Voraussetzungen fordern wir den Bundesrat auf, die Zwischenziele nicht Top-Down von einem willkürlichen Gesamtziel für 2030 zu berechnen, sondern für jede Technologie einzeln ein Zwischenziel festzulegen und das Gesamtziel davon abzuleiten. Aus unserer Sicht sollen die Zwischenziele durchaus ambitioniert sein, um der Branche den Willen des Bundes und der Stimmbevölkerung aufzuzeigen. Gleichzeitig sollen sie aber auch angesichts der aktuellen Rahmenbedingungen erreichbar sein.

Wir möchten den Bundesrat auch darauf aufmerksam machen, dass das Energiegesetz in Art. 2, Abs. 4 nicht nur die Festlegung technologiespezifischer Zwischenziele vorschreibt, sondern auch dass der Bundesrat die entsprechenden Massnahmen ergreifen soll, um die Zwischenziele zu erreichen. Dies ist mit den vorliegenden Ordnungsrevisionen nicht gegeben, die zwar ambitionierte Zwischenziele vorschlägt, aber nicht die für die Zielerreichung benötigten Massnahmen.

Technologieziel für Wind

Wie erwähnt, ist aus unserer Sicht ein Ziel von 2.3 TWh Windproduktion im Jahr 2030 unrealistisch. Im Jahr 2024 betrug die Produktion aus Windkraft 0.17 TWh. Es ist unwahrscheinlich, dass die mit dem Stromgesetz beschlossenen Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsprozesse für Windenergieanlagen einen derartigen Effekt haben, dass die aktuelle Windstromproduktion innerhalb von 5 Jahren verdreizehnfacht werden könnte. Auch der Beschleunigungserlass – sollte er vom Parlament beschlossen und ohne Referendum verabschiedet werden – wird erst umgesetzt werden müssen, bevor er die Prozesse für den Bau von Windenergieanlagen tatsächlich beschleunigen wird. Dies wird einige Zeit in Anspruch nehmen. Wir fordern den Bundesrat deshalb auf, ein durchaus ambitioniertes, aber angesichts der bestehenden Massnahmen ein realistisches Ziel zu formulieren.

Die Windenergie kann kostengünstig wichtigen Strom im Winter liefern. Deshalb hat die Umweltallianz in ihrer Vision einer [sicheren Schweizer Stromversorgung im Jahr 2035](#), die sowohl das Klima als auch die Biodiversität schützt, formuliert, dass ein «Ausbau der Windkraft auf 3.1 TWh im Jahr 2035 anzustreben» ist. Die folgende linke Grafik zeigt den Bereich zwischen einem linearen und einem exponentiellen Ausbaupfad von der aktuellen Windstromproduktion von 0.17 TWh im Jahr 2024 auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Für das Jahr 2030 entspräche dies einem Bereich von 0.8-1.7 TWh.

In der rechten Grafik ist die mögliche jährliche Energieproduktion der aktuellen Projektpipeline dargestellt. Diese zeigt, dass zurzeit Windprojekte mit bis zu 2.8 TWh Jahresstromproduktion in Betrieb oder zumindest in Planung sind. Diese werden wohl nicht alle in diesem Umfang umgesetzt werden. Gleichzeitig rechnet die ECom in ihrer neusten Studie zur Versorgungssicherheit ab 2028 mit einer installierten Leistung von 252 MW, was einer Jahresproduktion von rund 450 GWh und den Anlagen mit positivem (Bundes-)Gerichtsentcheid entspricht. Dieser Wert entspricht ungefähr der exponentiellen Entwicklung der Windstromproduktion auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Aus diesem Grund erscheint uns ein Zielwert für die Windstromproduktion von 0.82 TWh im Jahr 2030 realistisch.

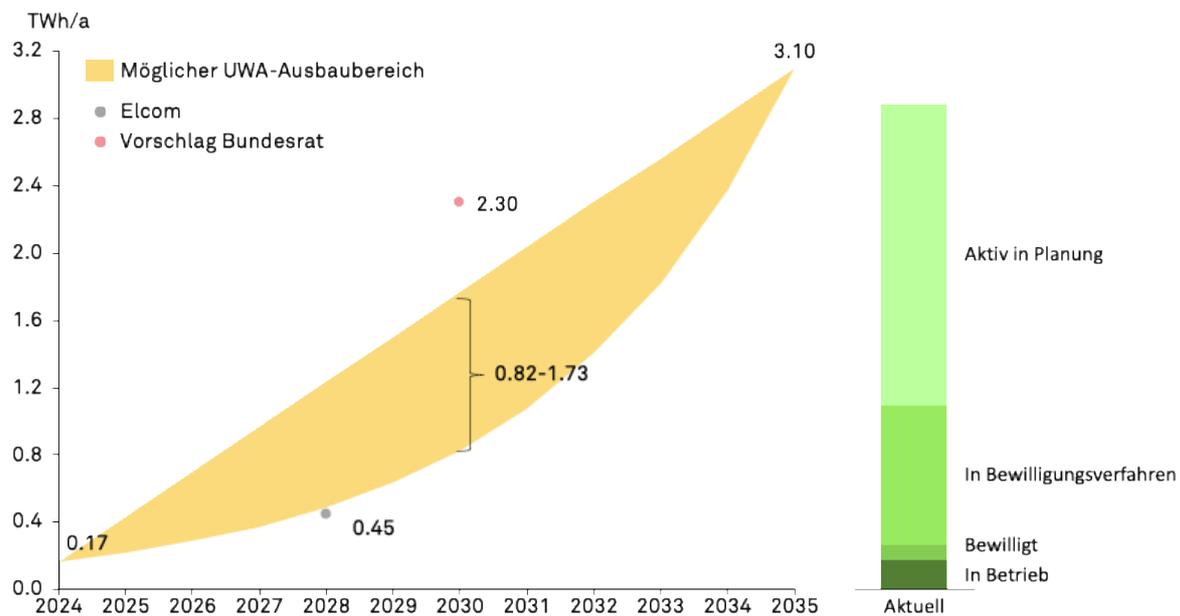


Abbildung 1. Möglicher Windausbaupfad nach Umweltallianz (links) und [aktuelle Projektpipeline der Windprojekte in der Schweiz](#) (rechts).

In der jüngeren Vergangenheit wurden mit dem Stromgesetz, aber auch in den Kantonen mit den entsprechenden Richtplänen und verfahrensrechtlichen Verbesserungen wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Um einen entsprechenden Ausbau bei der Windenergie zu erreichen, ist es aber immer noch essenziell, entsprechende Massnahmen, die den umwelt- und biodiversitätsverträglichen Ausbau der Windkraft verschnellern, umzusetzen. Dazu gehören:

- Kombinierte Plangenehmigungsverfahren: Die Kombination von Planungs- und Bewilligungsverfahren in koordinierten Verfahren hilft die Prozesse zu vereinfachen und zu straffen und wird in einigen Kantonen bereits umgesetzt. Dies soll auf alle Kantone ausgeweitet werden. Der Beschleunigungserlass soll entsprechend rasch umgesetzt werden, wenn final verabschiedet.
- Strategische Umweltverträglichkeitsprüfungen für Eignungsgebiete inklusive detaillierter Abklärungen zum Zustand der Biodiversität (Feldaufnahmen): Strategische UVP können bereits von Anfang an für die Biodiversität wichtige Gebiete von möglichen Projektierungen ausschliessen und Projektant:innen auf für den Naturschutz weniger bedenkliche Gebiete lenken. Kantone sollen sicher gehen, dass die Eignungsgebiete auf einer qualitativ hochwertigen Grundlage definiert werden und die negativen Auswirkungen der Windenergienutzung auf die Biodiversität maximal minimiert werden.

Technologieziel für PV

Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des grossen Solarpotenzials angemessen, aber auch sehr ambitioniert. Denn in der Photovoltaik-Branche herrscht aktuell grosse Verunsicherung und für 2025 und 2026 ist ein Rückgang im PV-Zubau gegenüber den Vorjahren zu erwarten.

Laut Vernehmlassungsbericht braucht es einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von über 2 TWh/a, was etwa 2200 MW zugebaute Leistung entspricht. Um dies zu erreichen, muss der gesetzliche Rahmen insbesondere für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen ausgenutzt werden. Hier gibt es grossen Spielraum in den entsprechenden Verordnungen. Dazu gehören unter anderem:

- Erhöhung Einmalvergütung: Für eine PV-Anlage unter 150 kW erhält man im Schnitt rund 15% der Investitionskosten als Einmalvergütung ausbezahlt. Hier gibt es einen Spielraum bis 30%, der zur Zielerreichung genutzt werden soll. Insbesondere für PV-Anlagen auf Infrastruktur mit erhöhter Winterstromproduktion soll die Einmalvergütung höher ausfallen

(siehe Argumentation weiter unten). Das Beispiel Österreich, wo die installierte PV-Leistung im Jahr 2023 um 150% zugenommen hat, zeigt, dass eine Erhöhung des Budgets für die Förderung sich direkt im PV-Ausbau niederschlagen kann.

- Gleitende Marktprämie: Die erste Auktionsrunde für gleitende Marktprämien im Mai dieses Jahres hat gezeigt, dass das Maximalgebot von 9.0 Rp./kWh zu hoch angesetzt war. Dies ist nicht erstaunlich, entspricht dieser Wert dem durchschnittlichen Zuschlagswert der letzten Aufdachanlagen-Ausschreibungen in Deutschland. In der Schweiz gab es deshalb auch nur wenige Gebote und der Durchschnitt der Zuschläge lag nahe dieses Maximums. Durch eine Erhöhung des Maximalgebots können mehr Projekte – auch kleinere – von einer gleitenden Marktprämie profitieren. Wie erwähnt, zeigt das Beispiel von Österreich, dass die Erhöhung des Förderbudgets in direktem Zusammenhang mit der zusätzlich installierten Leistung steht.
- Segmentierte Auktionen: Spezielle Auktionen mit gleitenden Marktprämien, die für die Winterstromproduktion ausbezahlt wird. Die Obergrenze für das Höchstgebot muss hier entsprechend hoch liegen. Dies beanregt Projekte, wo entweder per se viel Winterstrom produziert wird (beispielsweise über der Nebelgrenze) oder wo der Sommerstrom anderweitig gebraucht oder verkauft wird.
- LEG: Der Netznutzungsrabatt soll erhöht werden auf das gesetzliche Maximum von 60%, damit der direkte Verkauf von PV-Strom wirtschaftlich interessanter wird.
- vZEV: Virtuelle ZEV sollen auch in Muffennetzen ermöglicht werden.
- Vorbildfunktion: Der Ausbau der Photovoltaik auf Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe nach Art. 45b EnG soll beschleunigt werden.

Art. 1b Zwischenziele für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch (neu)

Antrag

Wir beantragen die Definition von Zwischenzielen für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch, die einen linearen Pfad zur Erreichung der Verbrauchsziele in Art. 3 EnG vorschreiben. Jede eingesparte Einheit Energie senkt auch den Bedarf für den Ausbau der Strom- und Wärmeproduktion und für teure Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Zwischenziele dienen der regelmässigen Überprüfung, ob die aufgelegten Massnahmen auch genug wirksam für die finale Zielerreichung sind. Dies ist auch im Effizienzbereich angemessen, da mit dem Effizienzdienstleistungsmarkt ein neues Instrument eingeführt wurde und der Erfolg der wettbewerblichen Ausschreibungen fraglich ist.

Anhang 3, Art. 3 Anrechenbare Kosten

Prüfantrag

Es ist inhaltlich verständlich, dass die Schweizer Stromkonsument:innen nicht für die Sanierungskosten der ausländischen Anteile von Grenzwasserkraftwerken aufkommen sollen. Nicht zuletzt, da in den Anrainerstaaten ebenso Vorschriften und Planungen zur Sanierung der Durchgängigkeit gelten und umgesetzt werden müssen. Jedoch riskiert dieser Vorschlag, dass die ökologische Sanierung der Grenzwasserkraftwerke insbesondere am ökologisch besonders bedeutenden Hochrhein blockiert und auf die Neukonzessionierung verlagert wird. Solche Verspätungen sind angesichts der sich in schlechtem Zustand befindlichen Artenvielfalt in den Fliessgewässern nicht verantwortbar. Eine fehlende Sanierung am Rhein beeinträchtigt zudem den ökologischen Nutzen der Sanierungen an seinen Zuflüssen.

Wir beantragen deshalb, dass zusätzliche Instrumente geprüft werden, die sicherstellen, dass die Sanierungen von beiden angrenzenden Staaten so rasch und konsequent als möglich verfügt und

umgesetzt wird. Dies könnte beispielsweise eine Lösung sein, bei der die Schweiz die Sanierungen vorfinanziert, bis auch die angrenzenden Staaten mit Strombezug entsprechende Sanierungsverfügungen oder Konzessionsauflagen erteilt haben, und die Kosten dann entsprechend zurückerstattet werden.

Die gesamten Kosten für die ökologische Sanierung von Wasserkraftwerken übersteigt bereits heute die vorhandenen Mittel um ein Mehrfaches. Es ist deshalb vor allem zwingend nötig, die Mittel insgesamt zu erhöhen, wie das auch am nationalen Runden Tisch Wasserkraft von allen beteiligten Stakeholdern empfohlen wurde.

- **Energieförderungsverordnung EnFV**

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Änderungsantrag

~~**³Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.**~~

Oder

³ Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn eine rechtsgültige Konzession vorliegt und die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als **30 5** Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr und die Produktionsanlage noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme nur unwesentliche Bauten nötig sind kein kompletter Neubau nötig ist. Zudem muss mit der Wiederinbetriebnahmen bzw. für die Erteilung der Baubewilligung eine ökologische Sanierung der bestehenden Anlagen auf eigene Kosten durchgeführt und/oder mittels transparenter Kosten-Nutzen-Rechnung nachgewiesen werden, dass der Netzzuschlag insgesamt nicht unverhältnismässig höher belastet wird, als durch die Produktion derselben Energiemenge mit Alternativtechnologien, wie z.B. Photovoltaik.

Begründung

Die Schweizer Gewässer sind bereits durch über 1700 Kleinstwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW zerstückelt, die zusammen pro Jahr nur gerade mal 600 GWh Strom erzeugen, gleichzeitig aber unverhältnismässig grosse Schäden an Lebensräumen und Lebensgemeinschaften verursachen. Beim heutigen schlechten Zustand der Biodiversität gilt es deswegen in erster Linie, Beeinträchtigungen stillgelegter Infrastruktur ökologisch zu sanieren und sie z.B. für Fische durchgängig zu machen. Die Bestvariante dafür ist in den allermeisten Fällen, Wanderhindernisse zu entfernen, nicht neue Bauten zu erstellen, die zusätzliche Schäden in und an Gewässern wieder für bis zu 80 Jahre zementieren.

Zudem belastet der vorgesehene Vorschlag, Wiederinbetriebnahmen längst stillgelegter alter Kleinstanlagen als Erweiterungen bestehender Anlagen zu klassieren, den Netzzuschlagsfonds in vielen Fällen gleich doppelt und unverhältnismässig: Einerseits werden Bau und/oder Betrieb für ineffiziente Kleinstanlagen finanziert, andererseits werden wohl die meisten dieser Anlagen Gelder für die ökologische Sanierung beanspruchen. Die für die Sanierung zur Verfügung stehenden Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds reichen schon nicht aus, um die Beeinträchtigungen für die Energieversorgung der Schweiz zentraler Anlagen zu sanieren. Es ist somit zumindest fraglich, inwieweit die erzielte Stromproduktion in einem sinnvollen Verhältnis zu den insgesamt beanspruchten Mittel für die Wiederinbetriebnahme von Kleinstanlagen steht oder mit alternativen

Massnahmen wie Photovoltaik die entsprechende Strommenge günstiger und naturverträglicher erzeugt werden könnte.

Aus diesem Grund fordern wir entweder die Streichung oder die vorgeschlagene Anpassung von Absatz 3.

Die Wiederinbetriebnahme einer länger stillgelegten Anlage, die meist umfangreicher baulicher Massnahmen und einer neuen Konzession bedarf, gilt nicht als Erneuerung oder Erweiterung einer bestehenden Anlage und darf entsprechend nicht unter Buchstabe b oder c von Art. 26, Abs. 1 EnG fallen und so die Förderuntergrenze von 1 MW umgehen. Sie ist als Neuanlage zu betrachten und fällt unter die entsprechenden Förderbestimmungen für Neuanlagen. Für die Erteilung der Konzession und Baubewilligung muss insbesondere nachgewiesen werden, dass sie die gesetzlichen Vorschriften insbesondere des Gewässerschutzgesetzes und des Bundesgesetzes über die Fischerei auf eigene Kosten einhalten. Sollte trotzdem eine Wiederinbetriebnahme unter den Erweiterungsbestimmungen vorgesehen werden, soll der Gesuchsteller zumindest nachweisen müssen, dass die Mittel effizient eingesetzt werden und der Netzzuschlagsfonds über die Lebensdauer der Anlage nicht unverhältnismässig belastet wird.

Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Änderungsantrag

² Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als **500 400 kWh pro kW am Netz angeschlossene** Leistung aufweisen, ~~die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden~~ und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);

^{2bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW **am Netz angeschlossene** Leistung im Winterhalbjahr produziert.

^{4bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW **am Netz angeschlossene** Leistung im Winterhalbjahr produziert und der **500 400 kWh pro kW am Netz angeschlossene** Leistung übersteigt.

Begründung

Der Winterstrombonus soll für alle Anlagen gelten, die einen hohen Winterstromertrag aufweisen. Ob der Strom von einer Anlage auf einem Gebäude, über einem Parkplatz oder an einer anderen Stelle kommt, ist dabei irrelevant. In den Alpen gibt es viele grosse Dächer, die ein hohes PV-Potenzial auch für Winterstrom aufweisen. Dieses soll nicht ungenutzt gelassen werden. Gleichzeitig wird in Art. 30c Abs. 3bis, Art. 38 Abs. 1quater und Art. 38a Abs. 4bis vorgeschlagen, dass weitere Boni nicht mit dem Winterstrombonus kombiniert werden könne. Es könnte also nicht zusätzlich noch ein Neigungswinkelbonus abgeholt werden.

Wir schlagen zudem vor, dass statt der Maximalleistung der Module, die am Netz angeschlossene Leistung für die Berechnung der Winterstromproduktion zu wählen. Dies schafft Anreize, dass sommerliche Produktionsspitzen nicht ins Netz eingespeist werden, indem die Wechselrichter knapp dimensioniert werden oder die zusätzliche Produktion selber verbraucht oder eingespeichert wird.

Schliesslich fordern wir die Senkung der Limite des Winterstromertrags für die Erhaltung eines Winterstrombonus von 500 auf 350 oder maximal 400 kWh pro kW. PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen sind zurzeit die am schnellsten wachsende Stromproduktionstechnologie. Bereits heute fällt 25-30% ihrer Jahresstromproduktion im Winter an. Dieser Anteil kann leicht erhöht werden, indem die Winterstromproduktion auch entsprechend beanreizt wird. So können beispielsweise die Module über Parkplätzen oder auch auf Flachdächern steiler aufgeständert werden oder auch Lärmschutzwände können einen hohen Winterstromanteil liefern. Dieses einfach erschliessbare und auch relativ kostengünstige Potenzial durch eine hohe Winterstromanforderung auszuschliessen, ist nicht sinnvoll. 400 kWh pro kW entsprechen dabei einem Winterstromanteil von 40-50% (je nach jährlichen Volllaststunden) und somit laut einem [Faktenblatt der Berner Fachhochschule](#) dem Winterstromanteil von Fassadenanlagen im Mittelland.

Art. 46u Höchstbeitrag

Aus Sicht der Rechtssicherheit soll für die Projekte, die bis Ende 2025 über eine Baubewilligung verfügen, nicht im Nachhinein die Spielregeln geändert werden. Aus diesem Grund soll der Höchstbeitrag gestrichen werden. Gleichzeitig finden wir ein Höchstbeitrag für zukünftige Projekte begrüssenswert, denn auch alpine PV-Anlagen sollen nur gebaut werden, wenn sie auch einen kostengünstigen Beitrag zum Winterstrom leisten können. Wir fordern jedoch, dass im Fall von zukünftigen Anlagen ein Höchstbeitrag von maximal 2.1 Millionen Franken pro GWh verfügt würde. Einerseits kostet der Winterstrom aus grossen PV-Anlagen auf Gebäuden, die Investitionsbeiträge über Auktionen erhalten, durchschnittlich 2.07 Millionen Franken pro GWh. Und auch das Wasserkraftwerk Trift, das wenn gebaut flexibel einsetzbaren Winterstrom liefert, macht dies für gesamthaft 2.09 Millionen Franken pro GWh. Da die Investitionsbeiträge ja bis zu 60% der Investitionskosten ausmachen können, könnten alpine Solaranlagen so immer noch sehr hohe Beiträge erhalten. Teurere Projekte sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

An dieser Stelle möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass in Zukunft der Grossteil des Winterstroms von im Mittelland installierten PV-Anlagen auf bestehender Infrastruktur kommen wird, neben Gebäudedächern und Parkplätzen in Bergregionen. Werden dort Anlagen mit einer gesamten Jahresstromproduktion von 35-40 TWh zugebaut, ergibt das automatisch 9-12 TWh Winterstrom, was der aktuellen AKW-Winterstromproduktion entspricht. Dieser Anteil kann aber noch erhöht werden, indem die Förderung oder Vergütung von PV-Anlagen an die Winterstromproduktion geknüpft wird. So soll der Winterbonus auch für PV-Anlagen auf Gebäuden gestattet werden. Die Einmalvergütung kann höher ausfallen für Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion (>30%). Die Mindestvergütung kann im Winter erhöht werden. Oder segmentierte Auktionen können spezifische gleitende Marktprämien für die Stromproduktion im Winter verteilen.

Anhang 1.4 Geothermieanlagen im Einspeisevergütungssystem

Die vorgeschlagene Änderung in Ziffer 7.2 wird begrüsst, da so immerhin noch zwei Geothermie-Projekte von einer Einspeisevergütung profitieren könnten.

- **Stromversorgungsverordnung StromVV**

Keine Kommentare

- **Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)**

Keine Kommentare

Basel, 17.07.2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli, sehr geehrte Damen und Herren

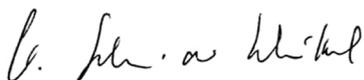
Wir bedanken uns für die Möglichkeit, an der oben genannten Vernehmlassung teilnehmen zu dürfen, und nehmen diese Gelegenheit gerne wahr.

Wir begrüssen die Umsetzung der Energiewende und tragen diese mit. Allerdings halten wir fest, dass insbesondere die in der EnV vorgeschlagenen Zwischenziele zur Windenergie unserer Ansicht nach einer Überarbeitung bedürfen und mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes, eines möglichen Beschleunigungserlasses und der in Kürze eingereichten Waldschutz-Initiative in dem vorgeschlagenen Umfang und der vorgesehenen Zeit nicht erreichbar. Die Ausbauziele sind durchaus ambitioniert und dürfen das auch sein, sollen aber angesichts der kurzen Dauer von weniger als fünf Jahren auch realistisch bleiben.

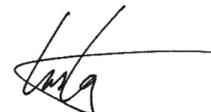
Sie finden unsere detaillierten Änderungsanträge, Kommentare und Vorschläge nachfolgend.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir im Voraus.

Freundliche Grüsse



Ursula Schneider Schüttel
Präsidentin



Urs Leugger-Eggimann
Geschäftsleiter



1. Energieverordnung EnV

Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Die Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erscheinen und auch aus der Sichtweise des Naturschutzes, liesse sich die Windenergie entsprechend entwickeln. Allerdings möchten wir hier festhalten, dass das Potenzial, von welchem in Sachen Windenergie ausgegangen wird mit 30 TWh (gem. Studie Meteotest AG 2022) deutlich über dem naturverträglich Erschliessbaren liegt. Nur schon die Verdreizehnfachung der heutigen Windproduktion bis 2030, wie sie hier vorgeschlagen wird, erscheint uns angesichts der bekannten Projekt-Pipeline, des grossen lokalen Widerstandes und der in Kürze eingereichten Waldschutz-Initiative unrealistisch. Verschiedene Massnahmen, wie die Ausscheidung von Eignungsgebieten in den Kantonen werden Zeit und ausreichende Abklärungen in Anspruch nehmen bevor sie ihre Wirkung entfalten. Angesichts dieser Voraussetzungen fordern wir den Bundesrat auf, die Zwischenziele nicht Top-Down von einem willkürlichen Gesamtziel für 2030 zu berechnen, sondern für jede Technologie einzeln ein Zwischenziel festzulegen und das Gesamtziel davon abzuleiten. Aus unserer Sicht können die Zwischenziele ambitioniert sein, um der Branche den Willen des Bundes und der Stimmbevölkerung und die Bekenntnis zur Energiewende aufzuzeigen. Gleichzeitig sollen sie aber auch angesichts der aktuellen Rahmenbedingungen erreichbar sein.

Wir möchten den Bundesrat auch darauf aufmerksam machen, dass das Energiegesetz in Art. 2, Abs. 4 nicht nur die Festlegung technologiespezifischer Zwischenziele vorschreibt, sondern auch dass der Bundesrat die entsprechenden Massnahmen ergreifen soll, um die Zwischenziele zu erreichen. Dies ist mit den vorliegenden Verordnungsrevisionen nicht gegeben, die zwar ambitionierte Zwischenziele vorschlägt, aber nicht die für die Zielerreichung benötigten Massnahmen.

Technologieziel für Wind

Wie erwähnt, ist aus unserer Sicht ein Ziel von 2.3 TWh Windproduktion im Jahr 2030 unrealistisch. Im Jahr 2024 betrug die Produktion aus Windkraft 0.17 TWh. Es ist unwahrscheinlich, dass die mit dem Stromgesetz beschlossenen Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsprozesse für Windenergieanlagen einen derartigen Effekt haben, dass die aktuelle Windstromproduktion innerhalb von 5 Jahren verdreizehnfach werden könnte. Auch der Beschleunigungserlass – sollte er vom Parlament beschlossen und ohne Referendum verabschiedet werden – wird erst umgesetzt werden müssen, bevor er die Prozesse für den Bau von Windenergieanlagen tatsächlich beschleunigen wird. Dies wird einige Zeit in Anspruch nehmen. Hinzu kommen die lokalen Widerstände aus der Bevölkerung gegen Windkraftprojekte und die beiden Volksinitiativen (Waldschutz-Initiative und Gemeindefortschutz-Initiative) die in Kürze eingereicht werden dürften. Wir fordern den Bundesrat deshalb auf ein realistischeres Ziel zu formulieren.



Pro Natura hat, gemeinsam mit den anderen Umweltverbänden der Umweltallianz, in unserer Vision einer sicheren Schweizer Stromversorgung im Jahr 2035¹, die sowohl den Klimaschutz als auch Biodiversitätsaspekte mitdenkt, formuliert, dass ein «Ausbau der Windkraft auf 3.1 TWh im Jahr 2035 anzustreben» ist. Die folgende Grafik zeigt den Bereich zwischen einem linearen und einem exponentiellen Ausbaupfad von der aktuellen Windstromproduktion von 0.17 TWh im Jahr 2024 auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Für das Jahr 2030 entspräche dies einem Bereich von 0.8-1.7 TWh. In der rechten Grafik ist die mögliche jährliche Energieproduktion der aktuellen Projektpipeline dargestellt. Diese zeigt, dass zurzeit Windprojekte mit bis zu 2.8 TWh Jahresstromproduktion in Betrieb oder zumindest in Planung sind. Diese werden wohl nicht alle in diesem Umfang umgesetzt werden. Gleichzeitig rechnet die ECom in ihrer neusten Studie zur Versorgungssicherheit ab 2028 mit einer installierten Leistung von 252 MW, was einer Jahresproduktion von rund 450 GWh. Dieser Wert entspricht ungefähr der exponentiellen Entwicklung der Windstromproduktion auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Aus diesem Grund erscheint uns ein Zielwert für die Windstromproduktion von 0.82 TWh im Jahr 2030 realistisch.

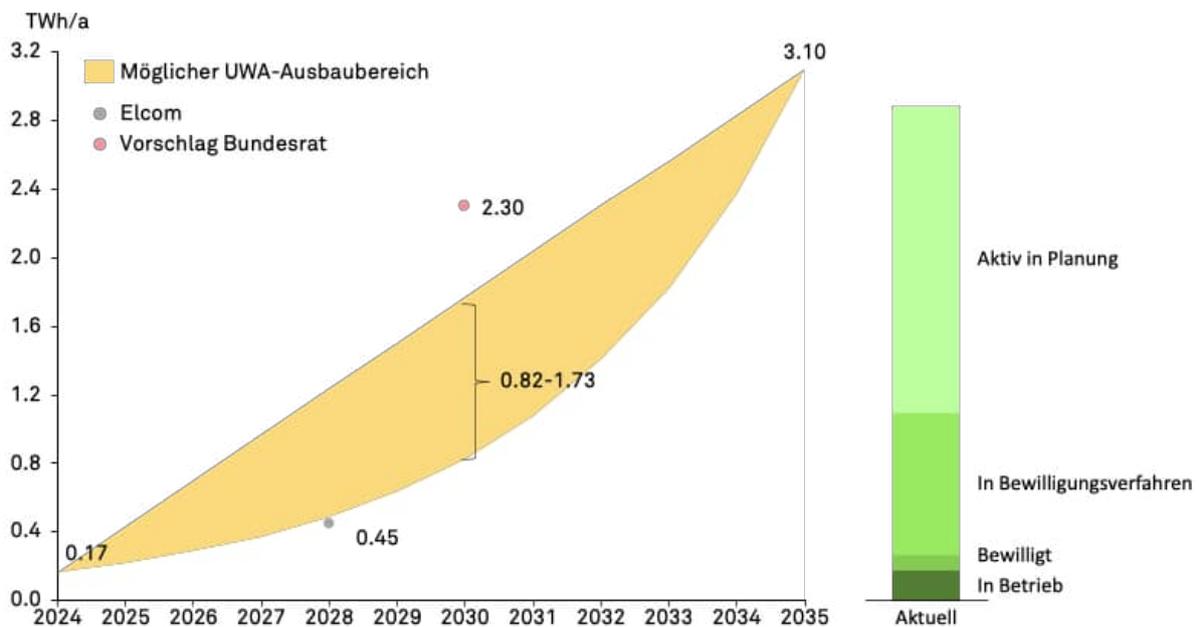


Abbildung 1. Möglicher Windausbaupfad nach Umweltallianz (links) und aktuelle Projektpipeline der Windprojekte in der Schweiz² (rechts).

In der jüngeren Vergangenheit wurden mit dem Stromgesetz, aber auch in den Kantonen mit den entsprechenden Richtplanungen und verfahrensrechtlichen Verbesserungen wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Um einen entsprechenden Ausbau bei der Windenergie zu erreichen, ist es aber immer noch essenziell, entsprechende Massnahmen, die den umwelt- und biodiversitätsverträglichen Ausbau der Windkraft

¹ <https://energiewende2035.umweltallianz.ch/>

² <https://suisse-eole.ch/de/windenergie/windparks/>



beschleunigen, umzusetzen. Dazu gehören:

- Kombinierte Plangenehmigungsverfahren: Die Kombination von Planungs- und Bewilligungsverfahren in koordinierten Verfahren hilft die Prozesse zu vereinfachen und zu straffen und wird in einigen Kantonen bereits umgesetzt. Dies soll auf alle Kantone ausgeweitet werden. Der Beschleunigungserlass soll entsprechend rasch umgesetzt werden, wenn final verabschiedet.
- Strategische Umweltverträglichkeitsprüfungen für Eignungsgebiete: Strategische UVP können bereits von Anfang an dafür sorgen, dass für die Biodiversität wichtige Gebiete von möglichen Projektierungen ausgeschlossen und Projektant:innen auf für den Naturschutz weniger bedenkliche Gebiete gelenkt werden.
- Maximale Bearbeitungsdauer bei Behörden und Gerichten: Analog der Vorlage für die Beschleunigung des Ausbaus der Übertragungsnetze sollen Gerichten, aber auch Behörden Limiten bei der Bearbeitungsdauer von Rechtsfällen gesetzt werden. Es ist im Sinn aller Beteiligten, wenn die Fälle zeitnah und zügig beurteilt werden.

Technologieziel für PV

Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des grossen Solarpotenzials angemessen, aber auch sehr ambitioniert. Denn in der Photovoltaik-Branche herrscht aktuell grosse Verunsicherung und für 2025 und 2026 ist ein Rückgang im PV-Zubau gegenüber den Vorjahren zu befürchten.

Laut Vernehmlassungsbericht braucht es einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von über 2 TWh/a, was etwa 2200 MW zugebaute Leistung entspricht. Um dies zu erreichen, muss der gesetzliche Rahmen insbesondere für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen ausgenützt werden. Hier gibt es grossen Spielraum in den entsprechenden Verordnungen. Dazu gehören unter anderem:

- Erhöhung Einmalvergütung: Für eine PV-Anlage unter 150 kW erhält man im Schnitt rund 15% der Investitionskosten als Einmalvergütung ausbezahlt. Hier gibt es einen Spielraum bis 30%, der zur Zielerreichung genutzt werden soll. Insbesondere für PV-Anlagen auf Infrastruktur mit erhöhter Winterstromproduktion soll die Einmalvergütung höher ausfallen (siehe Argumentation weiter unten). Das Beispiel Österreich, wo die installierte PV-Leistung im Jahr 2023 um 150% zugenommen hat, zeigt, dass eine Erhöhung des Budgets für die Förderung infrastrukturgebundener Anlagen sich direkt im PV-Ausbau niederschlagen kann.
- Gleitende Marktprämie: Durch eine Erhöhung des Maximalgebots können mehr Projekte – auch kleinere – von einer gleitenden Marktprämie profitieren. Wie erwähnt, zeigt das Beispiel von Österreich, dass die Erhöhung des Förderbudgets in direktem Zusammenhang mit der zusätzlich installierten Leistung steht. Der Fokus sollte zudem auf Anlagen liegen, die auf bestehender Infrastruktur gebaut werden.



- LEG: Der Netznutzungsrabatt soll erhöht werden auf das gesetzliche Maximum von 60%, damit die direkte Nutzung von PV-Strom wirtschaftlich interessanter wird.
- Vorbildfunktion: Der Ausbau der Photovoltaik auf Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe nach Art. 45b EnG soll beschleunigt werden.

Anhang 3, Art. 3 Anrechenbare Kosten

Prüfantrag

Es ist inhaltlich verständlich, dass die Schweizer Stromkonsument:innen nicht für die Sanierungskosten der ausländischen Anteile von Grenzwasserkraftwerken aufkommen sollen. Nicht zuletzt, da in den Anrainerstaaten ebenso Vorschriften und Planungen zur Sanierung der Durchgängigkeit gelten und umgesetzt werden müssen. Jedoch riskiert dieser Vorschlag, dass die ökologische Sanierung der Grenzwasserkraftwerke insbesondere am ökologisch besonders bedeutenden Hochrhein blockiert und auf die Neukonzessionierung vertagt wird. Solche Verspätungen sind angesichts der sich in schlechtem Zustand befindlichen Lebensräumen in den Fließgewässern nicht verantwortbar. Eine fehlende Sanierung am Rhein beeinträchtigt zudem den ökologischen Nutzen der Sanierungen an seinen Zuflüssen.

Wir beantragen deshalb, dass zusätzliche Instrumente geprüft werden, die sicherstellen, dass die Sanierungen von beiden angrenzenden Staaten so rasch und konsequent als möglich verfügt und umgesetzt wird. Dies könnte beispielsweise eine Lösung sein, bei der die Schweiz die Sanierungen vorfinanziert, bis auch die angrenzenden Staaten mit Strombezug entsprechende Sanierungsverfügungen oder Konzessionsauflagen erteilt haben, und die Kosten dann entsprechend zurückerstattet werden.

Die gesamten Kosten für die ökologische Sanierung von Wasserkraftwerken übersteigt bereits heute die vorhandenen Mittel um ein Mehrfaches. Es ist deshalb vor allem zwingend nötig, die Mittel insgesamt zu erhöhen, wie das auch am nationalen Runden Tisch Wasserkraft von allen beteiligten Stakeholdern empfohlen wurde.

2. Energieförderungsverordnung EnFV

Art. 9 Ausnahmen von den Untergrenzen bei Wasserkraftanlagen Abs. 3

Die Untergrenzen die im Energiesgesetz festgelegt worden sind, sind auch nach Kriterien des volkswirtschaftlichen Einsatzes der Mittel und des Verhältnisses zwischen Eingriffen in den Lebensraum und Stromertrag zu betrachten. Aus diesen Gründen plädieren wir dafür, dass die Förderuntergrenze von 1MW für neue Anlagen und 300kW eingehalten und die Ausnahme in Art. 9 Abs. 3 bei dieser Revision aus der EnFV gestrichen wird. Dies in Anbetracht der genannten Kriterien. Uns ist bewusst, dass der Mitteleinsatz auch bei Dotier- oder Infrastrukturanlagen aufwändig ist, im



Vergleich zur erwarteten Stromproduktion. Jedoch sind die Eingriffe in den Lebensraum deutlich geringer.

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung
Abs. 3

Antrag: Streichen

~~³Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.~~

eventualiter

³ Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn eine rechtsgültige Konzession vorliegt und die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30-5 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr und die Produktionsanlage noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme nur unwesentliche Bauten nötig sind kein kompletter Neubau nötig ist. Zudem muss mit der Wiederinbetriebnahmen bzw. für die Erteilung der Baubewilligung eine ökologische Sanierung der bestehenden Anlagen auf eigene Kosten durchgeführt und/oder mittels transparenter Kosten-Nutzen-Rechnung nachgewiesen werden, dass der Netzzuschlag insgesamt nicht unverhältnismässig höher belastet wird als durch die Produktion derselben Energiemenge mit Alternativtechnologien, wie z.B. Photovoltaik.

Begründung zu Anträgen Art. 9 Abs. 3 und Art- 30b^{bis} Abs. 3

Die Schweizer Gewässer sind heute durch über 1700 Kleinstwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW beeinträchtigt und unterbrochen. Diese Anlagen erzeugen zusammen pro Jahr nur gerade 600 GWh Strom, verursachen gleichzeitig aber unverhältnismässig grosse Schäden an Lebensräumen und Lebensgemeinschaften. Beim heutigen schlechten Zustand der Biodiversität gilt es deswegen in erster Linie, Beeinträchtigungen stillgelegter Infrastruktur ökologisch zu sanieren und sie z.B. für Fische durchgängig zu machen. Die Bestvariante dafür ist in den allermeisten Fällen, Wanderhindernisse zu entfernen, nicht neue Bauten zu erstellen oder alte Kleinstwasserkraftwerke zu reaktiveren, die zusätzliche Schäden in und an Gewässern wieder für bis zu 80 Jahre verursachen.

Zudem belastet der vorgesehene Vorschlag, Wiederinbetriebnahmen längst stillgelegter alter Kleinstanlagen als Erweiterungen bestehender Anlagen zu klassieren, den Netzzuschlagsfonds in vielen Fällen gleich doppelt und unverhältnismässig: Einerseits werden Bau und/oder Betrieb für ineffiziente Kleinstanlagen finanziert, andererseits werden wohl die meisten dieser Anlagen Gelder für die ökologische Sanierung beanspruchen. Die für die Sanierung zur Verfügung stehenden Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds reichen schon nicht aus, um die Beeinträchtigungen für die Energieversorgung der Schweiz zentraler Anlagen zu sanieren. Es ist somit zumindest fraglich, inwieweit die erzielte Stromproduktion in einem sinnvollen Verhältnis zu den



insgesamt beanspruchten Mittel für die Wiederinbetriebnahme von Kleinanlagen steht oder mit alternativen Massnahmen wie Photovoltaik die entsprechende Strommenge günstiger und deutlich naturverträglicher erzeugt werden könnte.

Aus diesem Grund fordern wir die Streichung von Art. 9 Abs. 3 sowie die Streichung oder die vorgeschlagene Anpassung von Art 30b^{bis}Absatz 3.

Die Wiederinbetriebnahme einer länger stillgelegten Anlage, die meist umfangreicher baulicher Massnahmen und einer neuen Konzession bedarf, gilt nicht als Erneuerung oder Erweiterung einer bestehenden Anlage und darf entsprechend nicht unter Buchstabe b oder c von Art. 26, Abs. 1 EnG fallen und so die Förderuntergrenze von 1 MW umgehen. Sie ist als Neuanlage zu betrachten und fällt unter die entsprechenden Förderbestimmungen für Neuanlagen. Für die Erteilung der Konzession und Baubewilligung muss insbesondere nachgewiesen werden, dass sie die gesetzlichen Vorschriften insbesondere des Gewässerschutzgesetzes und des Bundesgesetzes über die Fischerei auf eigene Kosten einhalten. Sollte trotzdem eine Wiederinbetriebnahme unter den Erweiterungsbestimmungen vorgesehen werden, soll der Gesuchsteller zumindest nachweisen müssen, dass die Mittel effizient eingesetzt werden und der Netzzuschlagsfonds über die Lebensdauer der Anlage nicht unverhältnismässig belastet wird.

Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Änderungsantrag

² Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als ~~500~~ 400 kWh pro kW am Netz angeschlossene Leistung aufweisen, ~~die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden~~ und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);

^{2bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW am Netz angeschlossene Leistung im Winterhalbjahr produziert.

^{4bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW am Netz angeschlossene Leistung im Winterhalbjahr produziert und der ~~500~~ 400 kWh pro kW am Netz angeschlossene Leistung übersteigt.

Begründung

Der Winterstrombonus soll für alle Anlagen gelten, die einen hohen Winterstromertrag aufweisen. Ob der Strom von einer Anlage auf einem Gebäude, über einem Parkplatz oder an einer anderen Stelle kommt, ist dabei irrelevant. In den Alpen gibt es viele grosse Dächer, die ein hohes PV-Potenzial auch für Winterstrom aufweisen. Dieses soll nicht ungenutzt gelassen werden. Gleichzeitig wird in Art. 30c Abs. 3bis, Art.



38 Abs. 1quater und Art. 38a Abs. 4bis vorgeschlagen, dass weitere Boni nicht mit dem Winterstrombonus kombiniert werden könne. Es könnte also nicht zusätzlich noch ein Neigungswinkelbonus abgeholt werden.

Wir schlagen zudem vor, dass statt der Maximalleistung der Module, die am Netz angeschlossene Leistung für die Berechnung der Winterstromproduktion zu wählen. Dies schafft Anreize, dass sommerliche Produktionsspitzen nicht ins Netz eingespeist werden, indem die Wechselrichter knapp dimensioniert werden oder die zusätzliche Produktion selbst verbraucht oder eingespeichert wird.

Schliesslich fordern wir die Senkung der Limite des Winterstromertrags für die Erhaltung eines Winterstrombonus von 500 auf 350 oder maximal 400 kWh pro kW. PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen sind zurzeit die am schnellsten wachsende Stromproduktionstechnologie. Bereits heute fällt 25-30% ihrer Jahresstromproduktion im Winter an. Dieser Anteil kann erhöht werden, indem die Winterstromproduktion auch entsprechend gefördert wird. So können beispielsweise die Module über Parkplätzen oder auch auf Flachdächern steiler aufgeständert werden oder auch Lärmschutzwände können einen hohen Winterstromanteil liefern. Dieses einfach erschliessbare, naturverträgliche und auch relativ kostengünstige Potenzial durch eine hohe Winterstromanforderung auszuschliessen, ist nicht sinnvoll. 400 kWh pro kW entsprechen dabei einem Winterstromanteil von 40-50% (je nach jährlichen Volllaststunden) und somit laut einem Faktenblatt der Berner Fachhochschule dem Winterstromanteil von Fassadenanlagen im Mittelland.

Art. 46u Höchstbeitrag

Aus Sicht der Rechtssicherheit soll für die Projekte, die bis Ende 2025 über eine Baubewilligung verfügen, nicht im Nachhinein die Spielregeln geändert werden. Aus diesem Grund soll der Höchstbeitrag gestrichen werden. Gleichzeitig finden wir ein Höchstbeitrag für zukünftige Projekte begrüssenswert, denn auch alpine PV-Anlagen sollen nur gebaut werden, wenn sie auch einen kostengünstigen Beitrag zum Winterstrom leisten können. Wir fordern jedoch, dass im Fall von zukünftigen Anlagen ein Höchstbeitrag von maximal 2.1 Millionen Franken pro GWh verfügt würde. Einerseits kostet der Winterstrom aus grossen PV-Anlagen auf Gebäuden, die Investitionsbeiträge über Auktionen erhalten, durchschnittlich 2.07 Millionen Franken pro GWh. Und auch das Wasserkraftwerk Trift, das wenn gebaut flexibel einsetzbaren Winterstrom liefert, macht dies für gesamthaft 2.09 Millionen Franken pro GWh. Da die Investitionsbeiträge bis zu 60% der Investitionskosten ausmachen können, könnten alpine Solaranlagen so immer noch genug Beiträge erhalten. Teurere Projekte sind aus volkswirtschaftlicher Sicht definitiv nicht sinnvoll.

An dieser Stelle möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass in Zukunft der Grossteil des Winterstroms von im Mittelland installierten PV-Anlagen auf bestehender Infrastruktur kommen wird, neben Gebäudedächern und Parkplätzen in Bergregionen. Werden dort Anlagen mit einer gesamten Jahresstromproduktion von 35-40 TWh zugebaut, ergibt das automatisch 9-12 TWh Winterstrom, was der aktuellen AKW-Winterstromproduktion entspricht. Dieser Anteil kann aber noch



erhöht werden, indem die Förderung oder Vergütung von PV-Anlagen an die Winterstromproduktion geknüpft wird. So soll der Winterbonus auch für PV-Anlagen auf Gebäuden gestattet werden. Die Einmalvergütung kann höher ausfallen für Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion (> 30%). Die Mindestvergütung kann im Winter erhöht werden. Oder segmentierte Auktionen können spezifische gleitende Marktprämien für die Stromproduktion im Winter verteilen.

Anhang 1.4 Geothermieranlagen im Einspeisevergütungssystem

Die vorgeschlagene Änderung in Ziffer 7.2 wird begrüßt, da so immerhin noch zwei Geothermie-Projekte von einer Einspeisevergütung profitieren könnten.

3. Stromversorgungsverordnung StromVV

Keine Kommentare

4. Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Keine Kommentare



Pro Wind Luzern
6210 Sursee
info@prowindluzern.ch

Per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

Gunzwil, 15.07.2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, uns zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) zu äussern.

Wer wir sind

Pro Wind Luzern ist eine Bürgerbewegungen, die sich mit Überzeugung für eine nachhaltige, sichere und klimafreundliche Energiezukunft mit Windenergie einsetzen. Zusammen mit Pro Wind Schweiz als nationale Stimme dieser Bewegungen vertreten wir die Interessen auf Bundesebene.

Zwischenziel 2030 für Windenergie

Wir begrüssen ausdrücklich, dass der Bundesrat in der Energieverordnung verbindliche, technologiespezifische Zwischenziele für die neuen erneuerbaren Energien festlegt. Damit wird ein nachvollziehbarer Pfad aufgezeigt, wie das im Stromgesetz verankerte Ausbauziel für 2035 (Art. 2 Abs. 4 EnG) erreicht werden soll.

Als nationale Vertreterin der Bürgerbewegungen für Windenergie unterstützen wir das Zwischenziel von 2.3 TWh Windstrom bis 2030 vollumfänglich. Wir beantragen, dieses Ziel verbindlich in der Energieverordnung zu verankern.

Die Schweiz steht vor einer wachsenden Herausforderung: Sie benötigt dringend mehr Strom im Winter. Windenergie ist unter den bis 2030 realisierbaren erneuerbaren Technologien die dafür wirtschaftlichste Option – weil sie günstig ist und genau dann Strom liefert, wenn wir ihn am meisten brauchen: im Winterhalbjahr.

Zum Vergleich: Die Subventionen für alpine Solaranlagen belaufen sich auf rund 3,5 Mio. CHF pro GWh, während Windenergieprojekte – basierend auf ihrem winterlichen Produktionsprofil – derzeit mit etwa 1,5 Mio. CHF pro GWh im Winter gefördert werden (Quelle: Suisse Eole).

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nur aus technologischer, sondern insbesondere auch aus wirtschaftlicher Sicht essenziell, mehr Windenergie zu realisieren.

Uns ist bewusst, dass das Ziel von 2.3 TWh bis 2030 hinsichtlich des aktuellen Zubautempos ambitioniert ist. Die Windenergie-Branche zeigt jedoch - heute mehr denn je – einen sehr grossen Investitionswillen und ist bereit, die notwendigen Schritte zu unternehmen, um dieses Ziel zu erreichen. Die aktuelle Projektpipeline (aktive Projekte mit einer jeweils vom Bundesrat validierten richtplanerischen Grundlage gemäss Auswertungen von Suisse Eole) weist mit über 2.7 TWh dafür auch mehr als ausreichende Ausbaupkapazitäten auf. Gleichzeitig ist die gesamte Pro-Wind-Bewegung bereit, ihren Beitrag zur Sensibilisierung und Akzeptanz vor Ort zu leisten. Dieses verbindliche ambitionierte Windenergieziel ist nicht nur ein klares Bekenntnis des Bundesrats zur Windenergie, sondern hilft uns auch im Rahmen unserer Arbeiten die Wichtigkeit der Windenergie noch stärker hervorzuheben.

Die Projekte, die Technologie und die Investitionsbereitschaft sind vorhanden. Ob das Zwischenziel tatsächlich erreicht werden kann, hängt allerdings massgeblich von der Dauer der Bewilligungsverfahren ab. Wie im erläuternden Bericht zur Energieverordnung zutreffend festgehalten, braucht es nicht nur genügend Projekte, sondern auch dringend **eine Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren**. In jüngster Zeit wurden mit dem Stromgesetz, neuen kantonalen Richtplanungen sowie verfahrensrechtlichen Verbesserungen auf kantonaler Ebene bereits wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Dennoch sind alle Akteure – Politik, Behörden sowie die Branche – weiterhin stark gefordert. Wir sind überzeugt, dass das definierte Zwischenziel von 2.3 TWh bis 2030 ein starkes Signal für die Verbesserung der Rahmenbedingungen setzt.

Nationales Interesse

Die Windenergie ist ein zentraler Pfeiler für eine sichere Stromversorgung im Winter: Rund zwei Drittel der Windstromproduktion fallen ins Winterhalbjahr. Damit leistet die Windenergie nicht nur einen entscheidenden Beitrag zur Sicherstellung der Ausbauziele, sondern auch zur **Beschränkung der Netto-Winterstromlücke auf max. 5 TWh im Stromgesetz**.

Angesichts der Herausforderungen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen

Interesses für alle Technologien als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein.

Wir beantragen daher, dass das nationale Interesse – analog zur Regelung bei der Solarenergie – für alle Projekte aus erneuerbaren Energien ab einer Winterstromproduktion (Winterhalbjahr) von 5 GWh gelten soll.

Den detaillierten Antrag dazu entnehmen Sie bitte der beigefügten tabellarischen Übersicht.

Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen oder weiterführende Informationen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse,



Roman Furrer

Präsident Pro Wind Luzern
roman.furrer@prowindluzern.ch
+41 79 415 98 95

Energieverordnung, EnV (Stand 1. Mai 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung SEO
<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 verfügen.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh erreichen.</p>	<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine die mittlere erwartete Produktion von jährlich von Oktober bis März mindestens 20 5 GWh verfügen beträgt.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung von Oktober bis März eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 5 GWh pro Jahr erreichen.</p>	<p>Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh dem nationalen Interesse unterstellt werden.</p>

Pro Wind Schweiz
c/o Cyprien Louis
Rue du Marché 21
2520 La Neuveville

Per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

La Neuveville, 11.07.2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, uns zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) zu äussern.

Wer wir sind

Pro Wind Schweiz vereint die kantonalen Pro-Wind-Vereinigungen – Bürgerbewegungen, die sich mit Überzeugung für eine nachhaltige, sichere und klimafreundliche Energiezukunft mit Windenergie einsetzen. Als nationale Stimme dieser Bewegungen vertreten wir ihre Interessen auf Bundesebene.

Zwischenziel 2030 für Windenergie

Wir begrüssen ausdrücklich, dass der Bundesrat in der Energieverordnung verbindliche, technologiespezifische Zwischenziele für die neuen erneuerbaren Energien festlegt. Damit wird ein nachvollziehbarer Pfad aufgezeigt, wie das im Stromgesetz verankerte Ausbauziel für 2035 (Art. 2 Abs. 4 EnG) erreicht werden soll.

Als nationale Vertreterin der Bürgerbewegungen für Windenergie unterstützen wir das Zwischenziel von 2.3 TWh Windstrom bis 2030 vollumfänglich. Wir beantragen, dieses Ziel verbindlich in der Energieverordnung zu verankern.

Die Schweiz steht vor einer wachsenden Herausforderung: Sie benötigt dringend mehr Strom im Winter. Windenergie ist unter den bis 2030 realisierbaren

erneuerbaren Technologien die dafür wirtschaftlichste Option – weil sie günstig ist und genau dann Strom liefert, wenn wir ihn am meisten brauchen: im Winterhalbjahr.

Zum Vergleich: Die Subventionen für alpine Solaranlagen belaufen sich auf rund 3,5 Mio. CHF pro GWh, während Windenergieprojekte – basierend auf ihrem winterlichen Produktionsprofil – derzeit mit etwa 1,5 Mio. CHF pro GWh im Winter gefördert werden (Quelle: Suisse Eole).

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nur aus technologischer, sondern insbesondere auch aus wirtschaftlicher Sicht essenziell, mehr Windenergie zu realisieren.

Uns ist bewusst, dass das Ziel von 2.3 TWh bis 2030 hinsichtlich des aktuellen Zaubtempos ambitioniert ist. Die Windenergie-Branche zeigt jedoch - heute mehr denn je – einen sehr grossen Investitionswillen und ist bereit, die notwendigen Schritte zu unternehmen, um dieses Ziel zu erreichen. Die aktuelle Projektpipeline (aktive Projekte mit einer jeweils vom Bundesrat validierten richtplanerischen Grundlage gemäss Auswertungen von Suisse Eole) weist mit über 2.7 TWh dafür auch mehr als ausreichende Ausbaupkapazitäten auf. Gleichzeitig ist die gesamte Pro-Wind-Bewegung bereit, ihren Beitrag zur Sensibilisierung und Akzeptanz vor Ort zu leisten. Dieses verbindliche ambitionierte Windenergieziel ist nicht nur ein klares Bekenntnis des Bundesrats zur Windenergie, sondern hilft uns auch im Rahmen unserer Arbeiten die Wichtigkeit der Windenergie noch stärker hervorzuheben.

Die Projekte, die Technologie und die Investitionsbereitschaft sind vorhanden. Ob das Zwischenziel tatsächlich erreicht werden kann, hängt allerdings massgeblich von der Dauer der Bewilligungsverfahren ab. Wie im erläuternden Bericht zur Energieverordnung zutreffend festgehalten, braucht es nicht nur genügend Projekte, sondern auch dringend **eine Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren**. In jüngster Zeit wurden mit dem Stromgesetz, neuen kantonalen Richtplanungen sowie verfahrensrechtlichen Verbesserungen auf kantonaler Ebene bereits wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Dennoch sind alle Akteure – Politik, Behörden sowie die Branche – weiterhin stark gefordert. Wir sind überzeugt, dass das definierte Zwischenziel von 2.3 TWh bis 2030 ein starkes Signal für die Verbesserung der Rahmenbedingungen setzt.

Nationales Interesse

Die Windenergie ist ein zentraler Pfeiler für eine sichere Stromversorgung im Winter: Rund zwei Drittel der Windstromproduktion fallen ins Winterhalbjahr. Damit leistet die Windenergie nicht nur einen entscheidenden Beitrag zur Sicherstellung der Ausbauziele, sondern auch zur **Beschränkung der Netto-Winterstromlücke auf max. 5 TWh im Stromgesetz**.

Angesichts der Herausforderungen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses für alle Technologien als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein.

Wir beantragen daher, dass das nationale Interesse – analog zur Regelung bei der Solarenergie – für alle Projekte aus erneuerbaren Energien ab einer Winterstromproduktion (Winterhalbjahr) von 5 GWh gelten soll.

Den detaillierten Antrag dazu entnehmen Sie bitte der beigefügten tabellarischen Übersicht.

Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen oder weiterführende Informationen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse,

Cyprien Louis
Präsident Pro Wind Schweiz



Energieverordnung, EnV (Stand 1. Mai 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung SEO
<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 verfügen.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh erreichen.</p>	<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine die mittlere erwartete Produktion von jährlich von Oktober bis März mindestens 20 5 GWh verfügen beträgt.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung von Oktober bis März von Oktober bis März eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 5 GWh pro Jahr erreichen.</p>	<p>Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh dem nationalen Interesse unterstellt werden.</p>

Pro Wind Schweiz

c/o Cyprien Louis
Rue du Marché 21
2520 La Neuveville

T +41 52 740 01 49
info@prowindschweiz.ch
prowindschweiz.ch

Bundesrat
Albert Rösti
Eidgenössisches Dep. UVEK
3003 Bern

Stellungnahme von BirdLife Schweiz zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti, sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, an der oben genannten Vernehmlassung teilnehmen zu dürfen, und nehmen diese Gelegenheit gerne wahr.

Die vorgeschlagenen Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ohne Wasserkraft bedürfen unserer Ansicht nach einer Überarbeitung – sie scheinen uns mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses nicht erreichbar. Während sie ambitioniert sein dürfen, um der Branche den nötigen Anstoss zu geben, sollen sie angesichts der kurzen Dauer von weniger als fünf Jahren realistisch sein. Gleichzeitig sollen aber auch angemessene Massnahmen für einen schnellen und naturverträglichen Ausbau ergriffen werden, wofür wir entsprechende Vorschläge machen.

Zusätzlich fordern wir auch Zwischenziele beim Energie- und Elektrizitätsverbrauch sowie bei der Effizienz und schlagen verschiedene Massnahmen zur zusätzlichen Beanreizung der Winterstromproduktion vor.

Zentral ist es, dass der Ausbau erneuerbarer Energien zwingend naturverträglich geschieht; die negativen Auswirkungen auf die Biodiversität sollen maximal minimiert werden.

Sie finden unsere detaillierten Änderungsanträge und Kommentare nachfolgend.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir im Voraus.

Freundliche Grüsse



Damaris Hohler
Projektleiterin Biodiversitätspolitik, BirdLife Schweiz

Energieverordnung EnV

Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Die Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erscheinen angesichts der Potenziale konsequent. Gleichzeitig sind sie aus Sicht von BirdLife Schweiz mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses wohl nicht erreichbar. Insbesondere erscheint uns die Verdreizehnfachung der heutigen Windproduktion bis 2030 angesichts der Projekt-Pipeline unrealistisch. Denn verschiedene Massnahmen, wie die Gebietsausscheidung in den Kantonen werden erst in einiger Zeit ihre Wirkung entfalten. Angesichts dieser Voraussetzungen fordern wir den Bundesrat auf, die Zwischenziele nicht Top-Down von einem willkürlichen Gesamtziel für 2030 zu berechnen, sondern für jede Technologie einzeln ein Zwischenziel festzulegen und das Gesamtziel davon abzuleiten. Aus unserer Sicht sollen die Zwischenziele durchaus ambitioniert sein, um der Branche den Willen des Bundes und der Stimmbevölkerung aufzuzeigen. Gleichzeitig sollen sie aber auch angesichts der aktuellen Rahmenbedingungen erreichbar sein.

Wir möchten den Bundesrat auch darauf aufmerksam machen, dass das Energiegesetz in Art. 2, Abs. 4 nicht nur die Festlegung technologiespezifischer Zwischenziele vorschreibt, sondern auch dass der Bundesrat die entsprechenden Massnahmen ergreifen soll, um die Zwischenziele zu erreichen. Dies ist mit den vorliegenden Ordnungsrevisionen nicht gegeben, die zwar ambitionierte Zwischenziele vorschlägt, aber nicht die für die Zielerreichung benötigten Massnahmen.

Technologieziel für Wind

Wie erwähnt, ist aus unserer Sicht ein Ziel von 2.3 TWh Windproduktion im Jahr 2030 unrealistisch. Im Jahr 2024 betrug die Produktion aus Windkraft 0.17 TWh. Es ist unwahrscheinlich, dass die mit dem Stromgesetz beschlossenen Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsprozesse für Windenergieanlagen einen derartigen Effekt haben, dass die aktuelle Windstromproduktion innerhalb von 5 Jahren verdreizehnfacht werden könnte. Auch der Beschleunigungserlass – sollte er vom Parlament beschlossen und ohne Referendum verabschiedet werden – wird erst umgesetzt werden müssen, bevor er die Prozesse für den Bau von Windenergieanlagen tatsächlich beschleunigen wird. Dies wird einige Zeit in Anspruch nehmen. Wir fordern den Bundesrat deshalb auf, ein realistisches Ziel zu formulieren.

Zurzeit sind Windprojekte mit bis zu 2.8 TWh Jahresstromproduktion in Betrieb oder zumindest in Planung. Diese werden wohl nicht alle in diesem Umfang umgesetzt. Gleichzeitig rechnet die ElCom in ihrer neusten Studie zur Versorgungssicherheit ab 2028 mit einer installierten Leistung von 252 MW, was einer Jahresproduktion von rund 450 GWh und den Anlagen mit positivem (Bundes-)Gerichtsentcheid entspricht. Dieser Wert entspricht ungefähr der exponentiellen Entwicklung der Windstromproduktion auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Aus diesem Grund erscheint uns ein Zielwert für die Windstromproduktion von 0.82 TWh im Jahr 2030 realistisch.

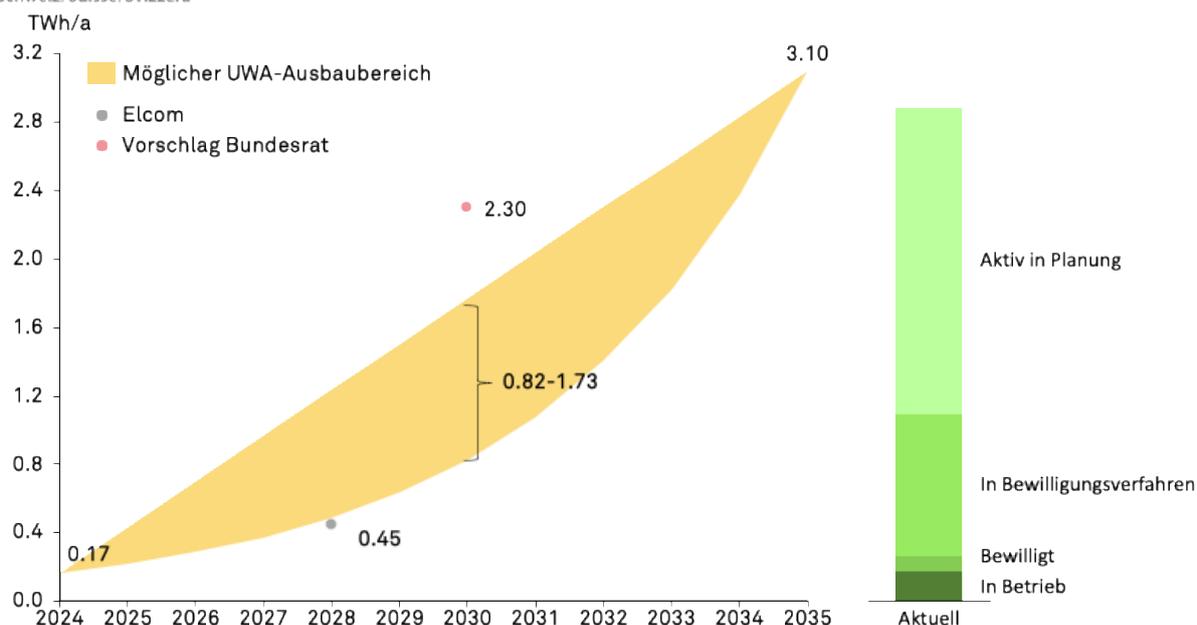


Abbildung 1. Möglicher Windausbaupfad nach Umweltallianz (links) und [aktuelle Projektpipeline der Windprojekte in der Schweiz](#) (rechts).

In der jüngeren Vergangenheit wurden mit dem Stromgesetz, aber auch in den Kantonen mit den entsprechenden Richtplanungen und verfahrensrechtlichen Verbesserungen wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Um einen entsprechenden Ausbau bei der Windenergie zu erreichen und diesen insbesondere umwelt- und biodiversitätsverträglich zu gestalten, sind einige Massnahmen essentiell. Dazu gehören:

- Kombinierte Plangenehmigungsverfahren: Die Kombination von Planungs- und Bewilligungsverfahren in koordinierten Verfahren hilft die Prozesse zu vereinfachen und zu straffen und wird in einigen Kantonen bereits umgesetzt. Dies soll auf alle Kantone ausgeweitet werden. Der Beschleunigungserlass soll entsprechend rasch umgesetzt werden, wenn final verabschiedet.
- Strategische Umweltverträglichkeitsprüfungen für Eignungsgebiete inklusive detaillierter Abklärungen zum Zustand der Biodiversität (Feldaufnahmen): Strategische UVP können bereits von Anfang an für die Biodiversität wichtige Gebiete von möglichen Projektierungen ausschliessen und Projektant:innen auf für den Naturschutz weniger bedenkliche Gebiete lenken. Kantone sollen sicher gehen, dass die Eignungsgebiete auf einer qualitativ hochwertigen Grundlage definiert werden und die negativen Auswirkungen der Windenergienutzung auf die Biodiversität maximal minimiert werden.

Technologieziel für PV

Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des grossen Solarpotenzials angemessen, aber auch sehr ambitioniert. Denn in der Photovoltaik-Branche herrscht aktuell grosse Verunsicherung und für 2025 und 2026 ist ein Rückgang im PV-Zubau gegenüber den Vorjahren zu erwarten.

Laut Vernehmlassungsbericht braucht es einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von über 2 TWh/a, was etwa 2200 MW zugebaute Leistung entspricht. Um dies zu erreichen, muss der gesetzliche Rahmen insbesondere für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen ausgenützt

werden. Hier gibt es grossen Spielraum in den entsprechenden Verordnungen. Dazu gehören unter anderem:

- Erhöhung Einmalvergütung: Für eine PV-Anlage unter 150 kW erhält man im Schnitt rund 15% der Investitionskosten als Einmalvergütung ausbezahlt. Hier gibt es einen Spielraum bis 30%, der zur Zielerreichung genutzt werden soll. Insbesondere für PV-Anlagen auf Infrastruktur mit erhöhter Winterstromproduktion soll die Einmalvergütung höher ausfallen (siehe Argumentation weiter unten). Das Beispiel Österreich, wo die installierte PV-Leistung im Jahr 2023 um 150% zugenommen hat, zeigt, dass eine Erhöhung des Budgets für die Förderung sich direkt im PV-Ausbau niederschlagen kann.
- Gleitende Marktprämie: Die erste Auktionsrunde für gleitende Marktprämien im Mai dieses Jahres hat gezeigt, dass das Maximalgebot von 9.0 Rp./kWh zu hoch angesetzt war. Dies ist nicht erstaunlich, entspricht dieser Wert dem durchschnittlichen Zuschlagswert der letzten Aufdachanlagen-Ausschreibungen in Deutschland. In der Schweiz gab es deshalb auch nur wenige Gebote und der Durchschnitt der Zuschläge lag nahe dieses Maximums. Durch eine Erhöhung des Maximalgebots können mehr Projekte – auch kleinere – von einer gleitenden Marktprämie profitieren. Wie erwähnt, zeigt das Beispiel von Österreich, dass die Erhöhung des Förderbudgets in direktem Zusammenhang mit der zusätzlich installierten Leistung steht.
- Segmentierte Auktionen: Spezielle Auktionen mit gleitenden Marktprämien, die für die Winterstromproduktion ausbezahlt wird. Die Obergrenze für das Höchstgebot muss hier entsprechend hoch liegen. Dies beanregt Projekte, wo entweder per se viel Winterstrom produziert wird (beispielsweise über der Nebelgrenze) oder wo der Sommerstrom anderweitig gebraucht oder verkauft wird.
- LEG: Der Netznutzungsrabatt soll erhöht werden auf das gesetzliche Maximum von 60%, damit der direkte Verkauf von PV-Strom wirtschaftlich interessanter wird.
- vZEV: Virtuelle ZEV sollen auch in Muffennetzen ermöglicht werden.
- Vorbildfunktion: Der Ausbau der Photovoltaik auf Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe nach Art. 45b EnG soll beschleunigt werden.

Art. 1b Zwischenziele für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch (neu)

Antrag

Wir beantragen die Definition von Zwischenzielen für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch, die einen linearen Pfad zur Erreichung der Verbrauchsziele in Art. 3 EnG vorschreiben. Jede eingesparte Einheit Energie senkt auch den Bedarf für den Ausbau der Strom- und Wärmeproduktion und für teure Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Zwischenziele dienen der regelmässigen Überprüfung, ob die aufgelegten Massnahmen auch genug wirksam für die finale Zielerreichung sind. Dies ist auch im Effizienzbereich angemessen, da mit dem Effizienzdienstleistungsmarkt ein neues Instrument eingeführt wurde und der Erfolg der wettbewerblichen Ausschreibungen fraglich ist.

Anhang 3, Art. 3 Anrechenbare Kosten

Prüfantrag

Es ist inhaltlich verständlich, dass die Schweizer Stromkonsument:innen nicht für die Sanierungskosten der ausländischen Anteile von Grenzwasserkraftwerken aufkommen sollen. Nicht

zuletzt, da in den Anrainerstaaten ebenso Vorschriften und Planungen zur Sanierung der Durchgängigkeit gelten und umgesetzt werden müssen. Jedoch riskiert dieser Vorschlag, dass die ökologische Sanierung der Grenzwasserkraftwerke insbesondere am ökologisch besonders bedeutenden Hochrhein blockiert und auf die Neukonzessionierung vertagt wird. Solche Verspätungen sind angesichts der sich in schlechtem Zustand befindlichen Artenvielfalt in den Fließgewässern nicht verantwortbar. Eine fehlende Sanierung am Rhein beeinträchtigt zudem den ökologischen Nutzen der Sanierungen an seinen Zuflüssen.

Wir beantragen deshalb, dass zusätzliche Instrumente geprüft werden, die sicherstellen, dass die Sanierungen von beiden angrenzenden Staaten so rasch und konsequent als möglich verfügt und umgesetzt wird. Dies könnte beispielsweise eine Lösung sein, bei der die Schweiz die Sanierungen vorfinanziert, bis auch die angrenzenden Staaten mit Strombezug entsprechende Sanierungsverfügungen oder Konzessionsauflagen erteilt haben, und die Kosten dann entsprechend zurückerstattet werden.

Die gesamten Kosten für die ökologische Sanierung von Wasserkraftwerken übersteigt bereits heute die vorhandenen Mittel um ein Mehrfaches. Es ist deshalb vor allem zwingend nötig, die Mittel insgesamt zu erhöhen, wie das auch am nationalen Runden Tisch Wasserkraft von allen beteiligten Stakeholdern empfohlen wurde.

• **Energieförderungsverordnung EnFV**

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Änderungsantrag

~~**³Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.**~~

Oder

³Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn **eine rechtsgültige Konzession vorliegt und** die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als **30 5** Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr **und die Produktionsanlage** noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme **nur unwesentliche Bauten nötig sind kein kompletter Neubau nötig ist. Zudem muss mit der Wiederinbetriebnahmen bzw. für die Erteilung der Baubewilligung eine ökologische Sanierung der bestehenden Anlagen auf eigene Kosten durchgeführt und/oder mittels transparenter Kosten-Nutzen-Rechnung nachgewiesen werden, dass der Netzzuschlag insgesamt nicht unverhältnismässig höher belastet wird, als durch die Produktion derselben Energiemenge mit Alternativtechnologien, wie z.B. Photovoltaik.**

Begründung

Die Schweizer Gewässer sind bereits durch über 1700 Kleinstwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW zerstückelt, die zusammen pro Jahr nur gerade mal 600 GWh Strom erzeugen, gleichzeitig aber unverhältnismässig grosse Schäden an Lebensräumen und Lebensgemeinschaften

verursachen. Beim heutigen schlechten Zustand der Biodiversität gilt es deswegen in erster Linie, Beeinträchtigungen stillgelegter Infrastruktur ökologisch zu sanieren und sie z.B. für Fische durchgängig zu machen. Die Bestvariante dafür ist in den allermeisten Fällen, Wanderhindernisse zu entfernen, nicht neue Bauten zu erstellen, die zusätzliche Schäden in und an Gewässern wieder für bis zu 80 Jahre zementieren.

Zudem belastet der vorgesehene Vorschlag, Wiederinbetriebnahmen längst stillgelegter alter Kleinstanlagen als Erweiterungen bestehender Anlagen zu klassieren, den Netzzuschlagsfonds in vielen Fällen gleich doppelt und unverhältnismässig: Einerseits werden Bau und/oder Betrieb für ineffiziente Kleinstanlagen finanziert, andererseits werden wohl die meisten dieser Anlagen Gelder für die ökologische Sanierung beanspruchen. Die für die Sanierung zur Verfügung stehenden Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds reichen schon nicht aus, um die Beeinträchtigungen für die Energieversorgung der Schweiz zentraler Anlagen zu sanieren. Es ist somit zumindest fraglich, inwieweit die erzielte Stromproduktion in einem sinnvollen Verhältnis zu den insgesamt beanspruchten Mittel für die Wiederinbetriebnahme von Kleinstanlagen steht oder mit alternativen Massnahmen wie Photovoltaik die entsprechende Strommenge günstiger und naturverträglicher erzeugt werden könnte.

Aus diesem Grund fordern wir entweder die Streichung oder die vorgeschlagene Anpassung von Absatz 3.

Die Wiederinbetriebnahme einer länger stillgelegten Anlage, die meist umfangreicher baulicher Massnahmen und einer neuen Konzession bedarf, gilt nicht als Erneuerung oder Erweiterung einer bestehenden Anlage und darf entsprechend nicht unter Buchstabe b oder c von Art. 26, Abs. 1 EnG fallen und so die Förderuntergrenze von 1 MW umgehen. Sie ist als Neuanlage zu betrachten und fällt unter die entsprechenden Förderbestimmungen für Neuanlagen. Für die Erteilung der Konzession und Baubewilligung muss insbesondere nachgewiesen werden, dass sie die gesetzlichen Vorschriften insbesondere des Gewässerschutzgesetzes und des Bundesgesetzes über die Fischerei auf eigene Kosten einhalten. Sollte trotzdem eine Wiederinbetriebnahme unter den Erweiterungsbestimmungen vorgesehen werden, soll der Gesuchsteller zumindest nachweisen müssen, dass die Mittel effizient eingesetzt werden und der Netzzuschlagsfonds über die Lebensdauer der Anlage nicht unverhältnismässig belastet wird.

Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Änderungsantrag

²Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

- c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als **500-400 kWh pro kW am Netz angeschlossene** Leistung aufweisen, **die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden** und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);

^{2bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW **am Netz angeschlossene** Leistung im Winterhalbjahr produziert.

^{4bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW **am Netz angeschlossene** Leistung im Winterhalbjahr produziert und der **500-400 kWh** pro kW **am Netz angeschlossene** Leistung übersteigt.

Begründung

Der Winterstrombonus soll für alle Anlagen gelten, die einen hohen Winterstromertrag aufweisen. Ob der Strom von einer Anlage auf einem Gebäude, über einem Parkplatz oder an einer anderen Stelle kommt, ist dabei irrelevant. In den Alpen gibt es viele grosse Dächer, die ein hohes PV-Potenzial auch für Winterstrom aufweisen. Dieses soll nicht ungenutzt gelassen werden. Gleichzeitig wird in Art. 30c Abs. 3bis, Art. 38 Abs. 1quater und Art. 38a Abs. 4bis vorgeschlagen, dass weitere Boni nicht mit dem Winterstrombonus kombiniert werden könne. Es könnte also nicht zusätzlich noch ein Neigungswinkelbonus abgeholt werden.

Wir schlagen zudem vor, dass statt der Maximalleistung der Module, die am Netz angeschlossene Leistung für die Berechnung der Winterstromproduktion zu wählen. Dies schafft Anreize, dass sommerliche Produktionsspitzen nicht ins Netz eingespeist werden, indem die Wechselrichter knapp dimensioniert werden oder die zusätzliche Produktion selber verbraucht oder eingespeichert wird.

Schliesslich fordern wir die Senkung der Limite des Winterstromertrags für die Erhaltung eines Winterstrombonus von 500 auf 350 oder maximal 400 kWh pro kW. PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen sind zurzeit die am schnellsten wachsende Stromproduktionstechnologie. Bereits heute fällt 25-30% ihrer Jahresstromproduktion im Winter an. Dieser Anteil kann leicht erhöht werden, indem die Winterstromproduktion auch entsprechend beanreizt wird. So können beispielsweise die Module über Parkplätzen oder auch auf Flachdächern steiler aufgeständert werden oder auch Lärmschutzwände können einen hohen Winterstromanteil liefern. Dieses einfach erschliessbare und auch relativ kostengünstige Potenzial durch eine hohe Winterstromanforderung auszuschliessen, ist nicht sinnvoll. 400 kWh pro kW entsprechen dabei einem Winterstromanteil von 40-50% (je nach jährlichen Volllaststunden) und somit laut einem [Faktenblatt der Berner Fachhochschule](#) dem Winterstromanteil von Fassadenanlagen im Mittelland.

Art. 46u Höchstbeitrag

Aus Sicht der Rechtssicherheit soll für die Projekte, die bis Ende 2025 über eine Baubewilligung verfügen, nicht im Nachhinein die Spielregeln geändert werden. Aus diesem Grund soll der Höchstbeitrag gestrichen werden. Gleichzeitig finden wir ein Höchstbeitrag für zukünftige Projekte begrüssenswert, denn auch alpine PV-Anlagen sollen nur gebaut werden, wenn sie auch einen kostengünstigen Beitrag zum Winterstrom leisten können. Wir fordern jedoch, dass im Fall von zukünftigen Anlagen ein Höchstbeitrag von maximal 2.1 Millionen Franken pro GWh verfügt würde. Einerseits kostet der Winterstrom aus grossen PV-Anlagen auf Gebäuden, die Investitionsbeiträge über Auktionen erhalten, durchschnittlich 2.07 Millionen Franken pro GWh. Und auch das Wasserkraftwerk Trift, das wenn gebaut flexibel einsetzbaren Winterstrom liefert, macht dies für gesamthaft 2.09 Millionen Franken pro GWh. Da die Investitionsbeiträge ja bis zu 60% der Investitionskosten ausmachen können, könnten alpine Solaranlagen so immer noch genug Beiträge erhalten. Teurere Projekte sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

An dieser Stelle möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass in Zukunft der Grossteil des Winterstroms von im Mittelland installierten PV-Anlagen auf bestehender Infrastruktur kommen wird, neben Gebäudedächern und Parkplätzen in Bergregionen. Werden dort Anlagen mit einer gesamten Jahresstromproduktion von 35-40 TWh zugebaut, ergibt das automatisch 9-12 TWh Winterstrom, was der aktuellen AKW-Winterstromproduktion entspricht. Dieser Anteil kann aber noch erhöht werden, indem die Förderung oder Vergütung von PV-Anlagen an die Winterstromproduktion geknüpft wird. So soll der Winterbonus auch für PV-Anlagen auf Gebäuden gestattet werden. Die Einmalvergütung kann höher ausfallen für Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion (>30%). Die Mindestvergütung kann im Winter erhöht werden. Oder segmentierte Auktionen können spezifische gleitende Marktprämien für die Stromproduktion im Winter verteilen.

Anhang 1.4 Geothermieranlagen im Einspeisevergütungssystem

Die vorgeschlagene Änderung in Ziffer 7.2 wird begrüsst, da so immerhin noch zwei Geothermie-Projekte von einer Einspeisevergütung profitieren könnten.

- **Stromversorgungsverordnung StromVV**

Keine Kommentare

- **Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)**

Keine Kommentare

Zürich, 18. Juli 2025

Per E-Mail an
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



Schweizerische
Energie-Stiftung
Fondation Suisse
de l'Énergie

Sihlquai 67
8005 Zürich
Tel. 044 275 21 21

info@energiestiftung.ch
PC-Konto 80-3230-3

BFE-VERORDNUNGSÄNDERUNGEN MIT BR-BESCHLUSS NOV. 25 **Stellungnahme der Schweizerischen Energiestiftung**

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli, sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, an der oben genannten Vernehmlassung teilnehmen zu dürfen, und nehmen diese Gelegenheit gerne wahr.

Die vorgeschlagenen Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ohne Wasserkraft bedürfen unserer Ansicht nach einer Überarbeitung – sie scheinen uns mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses nicht erreichbar. Während sie durchaus ambitioniert sein dürfen, um der Branche den nötigen Anstoss zu geben, sollen sie angesichts der kurzen Dauer von weniger als fünf Jahren einigermaßen realistisch sein. Gleichzeitig sollen aber auch angemessene Massnahmen ergriffen werden, wofür wir entsprechende Vorschläge machen.

Zusätzlich fordern wir auch Zwischenziele beim Energie- und Elektrizitätsverbrauch und schlagen verschiedene Massnahmen zur zusätzlichen Beanreicherung der Winterstromproduktion vor.

Sie finden unsere detaillierten Änderungsanträge, Kommentare und Vorschläge nachfolgend.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir im Voraus.

Freundliche Grüsse,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'LH', with a stylized flourish at the end.

Léonore Hälg
Leiterin Fachbereich Erneuerbare Energien & Klima

Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Die Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erscheinen angesichts der Potenziale konsequent. Gleichzeitig sind sie aus Sicht der Schweizerischen Energie-Stiftung mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses wohl nicht erreichbar. Insbesondere erscheint uns die Verdreizehnfachung der heutigen Windproduktion bis 2030 angesichts der Projekt-Pipeline unrealistisch. Denn verschiedene Massnahmen, wie die Gebietsausscheidung in den Kantonen werden erst in einiger Zeit ihre Wirkung entfalten. Angesichts dieser Voraussetzungen fordern wir den Bundesrat auf, die Zwischenziele nicht Top-Down von einem willkürlichen Gesamtziel für 2030 zu berechnen, sondern für jede Technologie einzeln ein Zwischenziel festzulegen und das Gesamtziel davon abzuleiten. Aus unserer Sicht sollen die Zwischenziele durchaus ambitioniert sein, um der Branche den Willen des Bundes und der Stimmbevölkerung aufzuzeigen. Gleichzeitig sollen sie aber auch angesichts der aktuellen Rahmenbedingungen erreichbar sein.

Wir möchten den Bundesrat auch darauf aufmerksam machen, dass das Energiegesetz in Art. 2, Abs. 4 nicht nur die Festlegung technologiespezifischer Zwischenziele vorschreibt, sondern auch dass der Bundesrat die entsprechenden Massnahmen ergreifen soll, um die Zwischenziele zu erreichen. Dies ist mit den vorliegenden Ordnungsrevisionen nicht gegeben, die zwar ambitionierte Zwischenziele vorschlägt, aber nicht die für die Zielerreichung benötigten Massnahmen.

Technologieziel für Wind

Wie erwähnt, ist aus unserer Sicht ein Ziel von 2.3 TWh Windproduktion im Jahr 2030 unrealistisch. Im Jahr 2024 betrug die Produktion aus Windkraft 0.17 TWh. Es ist unwahrscheinlich, dass die mit dem Stromgesetz beschlossenen Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsprozesse für Windenergieanlagen einen derartigen Effekt haben, dass die aktuelle Windstromproduktion innerhalb von 5 Jahren verdreizehnfach werden könnte. Auch der Beschleunigungserlass – sollte er vom Parlament beschlossen und ohne Referendum verabschiedet werden – wird erst umgesetzt werden müssen, bevor er die Prozesse für den Bau von Windenergieanlagen tatsächlich beschleunigen wird. Dies wird einige Zeit in Anspruch nehmen. Wir fordern den Bundesrat deshalb auf, ein durchaus ambitioniertes, aber angesichts der bestehenden Massnahmen ein realistisches Ziel zu formulieren.

Für uns ist klar, dass die Windenergie kostengünstig wichtigen Strom im Winter liefern kann. Deshalb haben wir zusammen mit der Umwelt-Allianz in unserer Vision einer sicheren Schweizer Stromversorgung im Jahr 2035, die sowohl das Klima als auch die Biodiversität schützt, formuliert, dass ein «Ausbau der Windkraft auf 3.1 TWh im Jahr 2035 anzustreben» ist. Die folgende linke Grafik zeigt den Bereich zwischen einem linearen und einem exponentiellen Ausbaupfad von der aktuellen Windstromproduktion von 0.17 TWh im Jahr 2024 auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Für das Jahr 2030 entspräche dies einem Bereich von 0.8-1.7 TWh.

In der rechten Grafik ist die mögliche jährliche Energieproduktion der aktuellen Projektpipeline dargestellt. Diese zeigt, dass zurzeit Windprojekte mit bis zu 2.8 TWh Jahresstromproduktion in Betrieb oder zumindest in Planung sind. Diese werden wohl nicht alle in diesem Umfang umgesetzt werden. Gleichzeitig rechnet die Elcom in ihrer neusten Studie zur Versorgungssicherheit ab 2028 mit einer installierten Leistung von 252 MW, was einer Jahresproduktion von rund 450 GWh und den Anlagen mit positivem (Bundes-)Gerichtsentcheid entspricht. Dieser Wert entspricht ungefähr der exponentiellen Entwicklung der Windstromproduktion auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Aus diesem Grund erscheint uns ein Zielwert für die Windstromproduktion von 0.82 TWh im Jahr 2030 realistisch.

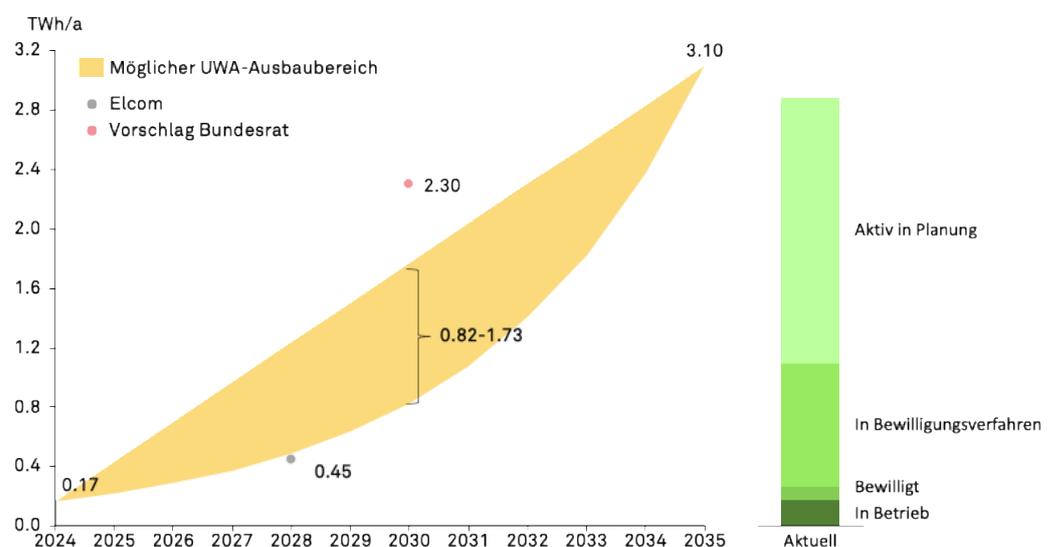


Abbildung 1. Möglicher Windausbaupfad nach Umweltallianz (links) und aktuelle Projektpipeline der Windprojekte in der Schweiz (rechts).

Wir können uns anstelle eines fixen Zwischenziels auch einen dynamischen Zielpfad bis 2035 vorstellen, wo Defizite gegenüber einem linearen Ausbaupfad im Folgejahr subsidiär durch erhöhte Ausschreibungen für Photovoltaik oder andere erneuerbare Energien zu kompensieren sind.

In der jüngeren Vergangenheit wurden mit dem Stromgesetz, aber auch in den Kantonen mit den entsprechenden Richtplänen und verfahrensrechtlichen Verbesserungen wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Um einen entsprechenden Ausbau bei der Windenergie zu erreichen, ist es aber immer noch essenziell, entsprechende Massnahmen, die den umwelt- und biodiversitätsverträglichen Ausbau der Windkraft verschnellern, umzusetzen. Dazu gehören:

- Kombinierte Plangenehmigungsverfahren: Die Kombination von Planungs- und Bewilligungsverfahren in koordinierten Verfahren hilft die Prozesse zu vereinfachen und zu straffen und wird in einigen Kantonen bereits umgesetzt. Dies soll auf alle Kantone ausgeweitet werden. Der Beschleunigungserlass soll entsprechend rasch umgesetzt werden, wenn final verabschiedet.
- Strategische Umweltverträglichkeitsprüfungen für Eignungsgebiete inklusive detaillierter Abklärungen zum Zustand der Biodiversität (Feldaufnahmen): Strategische UVP können

bereits von Anfang an für die Biodiversität wichtige Gebiete von möglichen Projektierungen ausschliessen und Projektant:innen auf für den Naturschutz weniger bedenkliche Gebiete lenken. Kantone sollen sicher gehen, dass die Eignungsgebiete auf einer qualitativ hochwertigen Grundlage definiert werden und die negativen Auswirkungen der Windenergienutzung auf die Biodiversität maximal minimiert werden.

Technologieziel für PV

Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des grossen Solarpotenzials angemessen, aber auch sehr ambitioniert. Denn in der Photovoltaik-Branche herrscht aktuell grosse Verunsicherung und für 2025 und 2026 ist ein Rückgang im PV-Zubau gegenüber den Vorjahren zu erwarten.

Laut Vernehmlassungsbericht braucht es einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von über 2 TWh/a, was etwa 2200 MW zugebaute Leistung entspricht. Um dies zu erreichen, muss der gesetzliche Rahmen insbesondere für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen ausgenützt werden. Hier gibt es grossen Spielraum in den entsprechenden Verordnungen. Dazu gehören unter anderem:

- **Erhöhung Einmalvergütung:** Für eine PV-Anlage unter 150 kW erhält man im Schnitt rund 15% der Investitionskosten als Einmalvergütung ausbezahlt. Hier gibt es einen Spielraum bis 30%, der zur Zielerreichung genutzt werden soll. Insbesondere für PV-Anlagen auf Infrastruktur mit erhöhter Winterstromproduktion soll die Einmalvergütung höher ausfallen (siehe Argumentation weiter unten). Das Beispiel Österreich, wo die installierte PV-Leistung im Jahr 2023 um 150% zugenommen hat, zeigt, dass eine Erhöhung des Budgets für die Förderung sich direkt im PV-Ausbau niederschlagen kann. Hier ist auch anzumerken, dass der Marktwert von PV-Strom sinkt, weshalb zur Anlagen-Amortisation die Einmalvergütungen entsprechend angepasst werden müssen.
- **Gleitende Marktprämie:** Die erste Auktionsrunde für gleitende Marktprämien im Mai dieses Jahres hat gezeigt, dass das Maximalgebot von 9.0 Rp./kWh zu tief angesetzt war. Dies ist nicht erstaunlich, entspricht dieser Wert dem durchschnittlichen Zuschlagswert der letzten Aufdachanlagen-Ausschreibungen in Deutschland. In der Schweiz gab es deshalb auch nur wenige Gebote und der Durchschnitt der Zuschläge lag nahe dieses Maximums. Durch eine Erhöhung des Maximalgebots können mehr Projekte – auch kleinere – von einer gleitenden Marktprämie profitieren. Wie erwähnt, zeigt das Beispiel von Österreich, dass die Erhöhung des Förderbudgets in direktem Zusammenhang mit der zusätzlich installierten Leistung steht. Grundsätzlich sollen die Ausschreibungen für die gleitende Marktprämie entweder mit einem Maximalpreis oder einem Mengenkontingent durchgeführt werden.
- **Segmentierte Auktionen:** Spezielle Auktionen mit gleitenden Marktprämien, die für die Winterstromproduktion ausbezahlt wird. Die Obergrenze für das Höchstgebot muss hier entsprechend hoch liegen. Dies beanregt Projekte, wo entweder per se viel Winterstrom produziert wird (beispielsweise über der Nebelgrenze) oder wo der Sommerstrom anderweitig gebraucht oder verkauft wird.
- **LEG:** Der Netznutzungsrabatt soll erhöht werden auf das gesetzliche Maximum von 60%, damit der direkte Verkauf von PV-Strom wirtschaftlich interessanter wird.
- **vZEV:** Virtuelle ZEV sollen auch in Muffennetzen ermöglicht werden.

- Vorbildfunktion: Der Ausbau der Photovoltaik auf Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe nach Art. 45b EnG soll beschleunigt werden.

Art. 1b Zwischenziele für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch (neu)

Antrag

Wir beantragen die Definition von Zwischenzielen für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch, die einen linearen Pfad zur Erreichung der Verbrauchsziele in Art. 3 EnG vorschreiben. Jede eingesparte Einheit Energie senkt auch den Bedarf für den Ausbau der Strom- und Wärmeproduktion und für teure Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Zwischenziele dienen der regelmässigen Überprüfung, ob die aufgelegten Massnahmen auch genug wirksam für die finale Zielerreichung sind. Dies ist auch im Effizienzbereich angemessen, da mit dem Effizienzdienstleistungsmarkt ein neues Instrument eingeführt wurde und der Erfolg der wettbewerblichen Ausschreibungen fraglich ist.

Anhang 3, Art. 3 Anrechenbare Kosten

Prüfantrag

Es ist inhaltlich verständlich, dass die Schweizer Stromkonsument:innen nicht für die Sanierungskosten der ausländischen Anteile von Grenzwasserkraftwerken aufkommen sollen. Nicht zuletzt, da in den Anrainerstaaten ebenso Vorschriften und Planungen zur Sanierung der Wasserkraft gelten und umgesetzt werden müssen. Jedoch riskiert dieser Vorschlag, dass die ökologische Sanierung der Grenzwasserkraftwerke insbesondere am ökologisch besonders bedeutenden Hochrhein blockiert und auf die Neukonzessionierung vertagt wird. Solche Verspätungen sind angesichts der sich in schlechtem Zustand befindlichen Artenvielfalt in den Fliessgewässern nicht verantwortbar. Eine fehlende Sanierung am Rhein beeinträchtigt zudem den ökologischen Nutzen der Sanierungen an seinen Zuflüssen.

Wir beantragen deshalb, dass zusätzliche Instrumente geprüft werden, die sicherstellen, dass die Sanierungen von beiden angrenzenden Staaten so rasch und konsequent als möglich verfügt und umgesetzt wird. Dies könnte beispielsweise eine Lösung sein, bei der die Schweiz die Sanierungen vorfinanziert, bis auch die angrenzenden Staaten mit Strombezug entsprechende Sanierungsverfügungen oder Konzessionsauflagen erteilt haben, und die Kosten dann entsprechend zurückerstattet werden.

Die gesamten Kosten für die ökologische Sanierung von Wasserkraftwerken übersteigt bereits heute die vorhandenen Mittel um ein Mehrfaches. Es ist deshalb vor allem zwingend nötig, die Mittel insgesamt zu erhöhen, wie das auch am nationalen Runden Tisch Wasserkraft von allen beteiligten Stakeholdern empfohlen wurde.

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Änderungsantrag

~~**²Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.**~~

Oder

³ Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn **eine rechtsgültige Konzession vorliegt und** die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als **30 5** Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr **und die Produktionsanlage** noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme **nur unwesentliche Bauten nötig sind kein kompletter Neubau nötig ist. Zudem muss mit der Wiederinbetriebnahmen bzw. für die Erteilung der Baubewilligung eine ökologische Sanierung der bestehenden Anlagen auf eigene Kosten durchgeführt und/oder mittels transparenter Kosten-Nutzen-Rechnung nachgewiesen werden, dass der Netzzuschlag insgesamt nicht unverhältnismässig höher belastet wird, als durch die Produktion derselben Energiemenge mit Alternativtechnologien, wie z.B. Photovoltaik.**

Begründung

Die Schweizer Gewässer sind bereits durch über 1700 Kleinstwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW zerstückelt, die zusammen pro Jahr nur gerade mal 600 GWh Strom erzeugen, gleichzeitig aber unverhältnismässig grosse Schäden an Lebensräumen und Lebensgemeinschaften verursachen. Beim heutigen schlechten Zustand der Biodiversität gilt es deswegen in erster Linie, Beeinträchtigungen stillgelegter Infrastruktur ökologisch zu sanieren und sie z.B. für Fische durchgängig zu machen. Die Bestvariante dafür ist in den allermeisten Fällen, Wanderhindernisse zu entfernen, nicht neue Bauten zu erstellen, die zusätzliche Schäden in und an Gewässern wieder für bis zu 80 Jahre zementieren. Zudem belastet der vorgesehene Vorschlag, Wiederinbetriebnahmen längst stillgelegter alter Kleinanlagen als Erweiterungen bestehender Anlagen zu klassieren, den Netzzuschlagsfonds in vielen Fällen gleich doppelt und unverhältnismässig: Einerseits werden Bau und/oder Betrieb für ineffiziente Kleinanlagen finanziert, andererseits werden wohl die meisten dieser Anlagen Gelder für die ökologische Sanierung beanspruchen. Die für die Sanierung zur Verfügung stehenden Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds reichen schon nicht aus, um die Beeinträchtigungen für die Energieversorgung der Schweiz zentraler Anlagen zu sanieren. Es ist somit zumindest fraglich, inwieweit die erzielte Stromproduktion in einem sinnvollen Verhältnis zu den insgesamt beanspruchten Mittel für die Wiederinbetriebnahme von Kleinanlagen steht oder mit alternativen Massnahmen wie Photovoltaik die entsprechende Strommenge günstiger und naturverträglicher erzeugt werden könnte.

Aus diesem Grund fordern wir entweder die Streichung oder die vorgeschlagene Anpassung von Absatz 3.

Die Wiederinbetriebnahme einer länger stillgelegten Anlage, die meist umfangreicher baulicher Massnahmen und einer neuen Konzession bedarf, gilt nicht als Erneuerung oder Erweiterung einer bestehenden Anlage und darf entsprechend nicht unter Buchstabe b oder c von Art. 26, Abs. 1 EnG fallen und so die Förderuntergrenze von 1 MW umgehen. Sie ist als Neuanlage zu betrachten und fällt unter die entsprechenden Förderbestimmungen für Neuanlagen. Für die Erteilung der Konzession und Baubewilligung muss insbesondere nachgewiesen werden, dass sie die gesetzlichen Vorschriften insbesondere des Gewässerschutzgesetzes und des Bundesgesetzes über die Fischerei auf eigene Kosten einhalten. Sollte trotzdem eine Wiederinbetriebnahme unter den Erweiterungsbestimmungen vorgesehen werden, soll der Gesuchsteller zumindest nachweisen müssen, dass die Mittel effizient eingesetzt werden und der Netzzuschlagsfonds über die Lebensdauer der Anlage nicht unverhältnismässig belastet wird.

Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Änderungsantrag

² Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

- c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als **500-400 kWh** pro kW am Netz angeschlossene Leistung aufweisen, ~~die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden~~ und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);

^{2bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW am Netz angeschlossene Leistung im Winterhalbjahr produziert.

^{4bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW am Netz angeschlossene Leistung im Winterhalbjahr produziert und der **500-400 kWh** pro kW am Netz angeschlossene Leistung übersteigt.

Begründung

Der Winterstrombonus soll für alle Anlagen gelten, die einen hohen Winterstromertrag aufweisen. Ob der Strom von einer Anlage auf einem Gebäude, über einem Parkplatz oder an einer anderen Stelle kommt, ist dabei irrelevant. In den Alpen gibt es viele grosse Dächer, die ein hohes PV-Potenzial auch für Winterstrom aufweisen. Dieses soll nicht ungenutzt gelassen werden. Gleichzeitig wird in Art. 30c Abs. 3bis, Art. 38 Abs. 1quater und Art. 38a Abs. 4bis vorgeschlagen, dass weitere Boni nicht mit dem Winterstrombonus kombiniert werden könne. Es könnte also nicht zusätzlich noch ein Neigungswinkelbonus abgeholt werden.

Wir schlagen zudem vor, dass statt der Maximalleistung der Module, die am Netz angeschlossene Leistung für die Berechnung der Winterstromproduktion zu wählen. Dies schafft Anreize, dass sommerliche Produktionsspitzen nicht ins Netz eingespeist werden,

indem die Wechselrichter knapp dimensioniert werden oder die zusätzliche Produktion selber verbraucht oder eingespeichert wird.

Schliesslich fordern wir die Senkung der Limite des Winterstromertrags für die Erhaltung eines Winterstrombonus von 500 auf 350 oder maximal 400 kWh pro kW. PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen sind zurzeit die am schnellsten wachsende Stromproduktionstechnologie. Bereits heute fällt 25-30% ihrer Jahresstromproduktion im Winter an. Dieser Anteil kann leicht erhöht werden, indem die Winterstromproduktion auch entsprechend bearbeitet wird. So können beispielsweise die Module über Parkplätzen oder auch auf Flachdächern steiler aufgeständert werden oder auch Lärmschutzwände können einen hohen Winterstromanteil liefern. Dieses einfach erschliessbare und auch relativ kostengünstige Potenzial durch eine hohe Winterstromanforderung auszuschliessen, ist nicht sinnvoll. 350 kWh pro kW entsprechen dabei einem Winterstromanteil Fassadenanlagen im Mittelland (siehe Faktenblatt der Berner Fachhochschule).

Art. 46u Höchstbeitrag

Aus Sicht der Rechtssicherheit soll für die Projekte, die bis Ende 2025 über eine Baubewilligung verfügen, nicht im Nachhinein die Spielregeln geändert werden. Aus diesem Grund soll für diese Anlage der Höchstbeitrag gestrichen werden. Gleichzeitig finden wir ein Höchstbeitrag für zukünftige Projekte begrüssenswert, denn auch alpine PV-Anlagen sollen nur gebaut werden, wenn sie auch einen kostengünstigen Beitrag zum Winterstrom leisten können. Wir fordern jedoch, dass im Fall von zukünftigen Anlagen ein Höchstbeitrag von maximal 2.1 Millionen Franken pro GWh verfügt würde. Einerseits kostet der Winterstrom aus grossen PV-Anlagen auf Gebäuden, die Investitionsbeiträge über Auktionen erhalten, gesamthaft durchschnittlich 2.07 Millionen Franken pro GWh. Kostendaten von realen Projekten zeigen auch, dass sich im Jura und in den Voralpen ein hoher Anteil Winterstrom (35-40%) realisieren lässt zu Förderkosten von 1.5 bis 2.5 Millionen Franken pro GWh. Und auch das Wasserkraftwerk Trift, das wenn gebaut flexibel einsetzbaren Winterstrom liefert, macht dies für gesamthaft 2.09 Millionen Franken pro GWh. Da die Investitionsbeiträge ja bis zu 60% der Investitionskosten ausmachen können, könnten alpine Solaranlagen so immer noch genug Beiträge erhalten. Teurere Projekte sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

An dieser Stelle möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass in Zukunft der Grossteil des Winterstroms von im Mittelland installierten PV-Anlagen auf bestehender Infrastruktur kommen wird, neben Gebäudedächern und Parkplätzen in Bergregionen. Werden dort Anlagen mit einer gesamten Jahresstromproduktion von 35-40 TWh zugebaut, ergibt das automatisch 9-12 TWh Winterstrom, was der aktuellen AKW-Winterstromproduktion entspricht. Dieser Anteil kann aber noch erhöht werden, indem die Förderung oder Vergütung von PV-Anlagen an die Winterstromproduktion geknüpft wird. So soll der Winterbonus auch für PV-Anlagen auf Gebäuden gestattet werden. Die Einmalvergütung kann höher ausfallen für Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion (>25-30%). Die Mindestvergütung kann im Winter erhöht werden. Oder segmentierte Auktionen können spezifische gleitende Marktprämien für die Stromproduktion im Winter verteilen. Grundsätzlich ist es egal, wo eine Kilowattstunde Strom im Winter produziert wird. Im Mittelland ist dies in vielen Fällen günstiger zu realisieren und darum zu favorisieren.

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

Die in Absatz 2^{bis} vorgesehenen maximal anrechenbare Beträge erscheinen uns zu hoch. Sie sind tiefer anzusetzen. Die Obergrenze soll sich nicht am höchsten Vergütungssatz für die gleitende Marktprämie orientieren. Genauso wie bei den PV-Anlagen sollen insbesondere Anlagen gefördert werden, die energetisch-wirtschaftlich am meisten Sinn machen, und möglichst viel Winterstrom produzieren. Umso kritischer sind zu hohe und nicht effizient eingesetzte Förderbeiträge für neue oder Erweiterungen von Anlagen in Anbetracht der Tatsache, dass die Mittel für die Sanierung der bestehenden Anlagen nicht ausreichen werden und bisher keine Lösung zu diesem Problem gefunden wurde.

Zudem sollen nach den Buchstaben b und c nur Investitionen subventioniert werden, die eine zusätzliche Produktion ermöglichen. Die aktuelle Produktion (vor der Erweiterung), die bereits subventioniert wird - oder sogar schon abgeschrieben ist - soll nicht zusätzlich unterstützt werden können.

Beim vorgeschlagenen Buchstaben b ist nicht nachvollziehbar, warum ein «Abstellen auf die Mehrproduktion der Investitionsbeitrag zu stark [einschränken]» würde (so im erläuternden Bericht). Es stellt sich zudem die Frage, ob eine erhebliche Erweiterung, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Art. 30b^{bis} Abs. 1 Bst. a EnFV fällt und womit die Mehrproduktion laut erläuternden Berichts «nur wenig gesteigert wird», energetisch-wirtschaftlich, und umso mehr unter Berücksichtigung der damit verbundenen Umweltauswirkungen, überhaupt gefördert werden sollte.

Beim vorgeschlagenen Buchstaben c fordern wir, dass auch in der Bestimmung selbst und nicht nur im erläuternden Bericht klar zum Ausdruck kommen soll, dass der Beitrag für die Produktion vor der Erweiterung nur im Zusammenhang mit allfälligen Erneuerungen beansprucht werden kann.

Anhang 1.4 Geothermieanlagen im Einspeisevergütungssystem

Die vorgeschlagene Änderung in Ziffer 7.2 wird begrüsst, da so immerhin noch zwei Geothermie-Projekte von einer Einspeisevergütung profitieren könnten.

Stromversorgungsverordnung StromVV

Keine Kommentare

Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Keine Kommentare



Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. e Anhang 3 zur Energieverordnung (EnV) des Bundesamts für Energie

Ersatzlose Streichung der geplanten Änderung

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit einer Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung zur Änderung von Ziff. 3.2 Bst. e Anhang 3 zur Energieverordnung (EnV) des Bundesamts für Energie. Laut dieser soll künftig die gemäss Art. 34 des Energiegesetzes (EnG) zu erstattenden Kosten von Sanierungsmassnahmen nach den Art. 83a GSchG und Art. 10 BGF bei Grenzwasserkraftanlagen um den nichtschweizerischen Hoheitsanteil gekürzt werden. Mit der Änderung will das UVEK ein Urteil des Bundesgerichts «korrigieren», in dem dieses zum Schluss gekommen ist, dass die Erstattung der vollständigen Kosten der Massnahmen gemäss Art. 34 EnG, auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasse (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023).

Die geplante Änderung des Anhangs 3 der EnV ist aus Sicht des Schweizerischen Fischerei-Verbandes rechtsstaatlich bedenklich, ökologisch kontraproduktiv und ordnungspolitisch falsch. Wir fordern deshalb den Verzicht auf diese Änderung sowie eine gezielte Aufstockung des Netzzuschlagsfonds, um die gesetzlich vorgeschriebenen Gewässersanierungen – auch an Grenzgewässern – vollständig umzusetzen.

Begründung:

Die geplante Änderung des Anhangs 3 der EnV steht aus Sicht des SFV in mehrfacher Hinsicht im Widerspruch zu übergeordnetem Recht und gefährdet zentrale ökologische Ziele im Bereich der Gewässersanierung und Fischwanderung.

1. Widerspruch zu geltendem Recht und Bundesgerichtsurteil

Gemäss Bundesgericht (Urteil 2C_116/2022) sind die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit grundsätzlich vollständig zu entschädigen – auch bei Grenzwasserkraftwerken. Die Änderung des Anhangs 3 widerspricht dieser Auslegung des Art. 34 EnG. Eine solche Einschränkung durch Verordnung überschreitet die Kompetenz des Bundesrats und verletzt den Grundsatz der Gewaltenteilung.

2. Eingriff in wohlerworbene Rechte

Laut Art. 43 WRG darf nur aus Gründen des öffentlichen Wohls in wohlerworbene Rechte eingegriffen werden – unter voller Entschädigung. Die geplante Kürzung der Rückerstattung für Massnahmen an Grenzgewässern unterläuft diesen Schutz und stellt damit eine rechtlich unzulässige Schlechterstellung dar.

3. Ungleichbehandlung von Kraftwerken

Die geplante Änderung führt zu einer systemwidrigen Benachteiligung von Grenzwasserkraftwerken gegenüber Binnenkraftwerken – ohne sachliche Rechtfertigung. Gerade im Fall von Fischwanderhilfen zeigt sich, dass auch Massnahmen an Grenzgewässern massgeblich dem Schweizer Gewässernetz zugutekommen, z. B. Aare, Reuss, Limmat oder Thur.

4. Kostenfolgen für die Standortkantone von Grenzkraftwerken

Die geplante Änderung der EnV würde zu hohen ungedeckten Kosten bei der Sanierung von Grenzkraftwerken führen. Laut erläuterndem Bericht würde der Bund bzw. der Netzzuschlagsfonds durch die geplante Änderung 200 Mio. CHF einsparen. Diese Kosten müssten anderweitig getragen werden.

5. Gefährdung der ökologischen Zielsetzungen

Verzögerungen oder Verhinderung von Sanierungsmassnahmen an Grenzgewässern würden auch die Erreichung der Sanierungsziele in rein schweizerischen Gewässern gefährden. Die Wiederherstellung der Fischwanderung – etwa für wandernde Arten wie Lachs oder Aal – ist auf durchgehende Korridore angewiesen. Werden Grenzabschnitte blockiert, verpufft der Nutzen anderer vorgelagerten Massnahmen.

6. Negative Auswirkungen auf Fischerei, Umwelt und Gesellschaft

Ein verbesserter Zustand der Gewässer ist nicht nur ökologisch, sondern auch gesellschaftlich und wirtschaftlich von Bedeutung – für die Fischerei, die Biodiversität, den Tourismus und die Erholungsnutzung. Die geplante Änderung gefährdet diese positiven Effekte und untergräbt damit auch die Ziele von Bund und Kantonen.

7. Kein belastbarer Zusammenhang mit internationalen Verpflichtungen

Die Behauptung, die Änderung sei mit dem Übereinkommen zum Schutz des Rheins vereinbar, ist unbegründet. Verzögerungen bei Massnahmen zur ökologischen Durchgängigkeit widersprechen der Zielsetzung internationaler Abkommen.

8. Alternativen: Netzzuschlagsfonds aufstocken statt Kürzungen

Anstatt rechtlich und ökologisch problematische Kürzungen vorzunehmen, sollte der Netzzuschlagsfonds entsprechend dem tatsächlichen Finanzierungsbedarf aufgestockt werden, wie auch die Eidgenössische Finanzkontrolle festhält. Nur so kann der gesetzliche Auftrag zur Sanierung der Gewässer effizient und wirkungsvoll erfüllt werden.

Freundliche Grüsse



David Bittner, Geschäftsführer Schweizerischer Fischerei-Verband



Stiftung Landschaftsschutz Schweiz
Fondation suisse pour la protection et l'aménagement du paysage
Fondazione svizzera per la tutela del paesaggio
Fundaziun svizra per la protecziun da la cuntrada

Bundesamt für Energie BFE
Verordnungsrevisionen
Postfach
3007 Bern

Bern, 14. Juli 2025
Zuständig für Dossier: Josef Rohrer (j.rohrer@sl-fp.ch)
Jr/sl A51

Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten 1. Januar 2026; Vernehmlassung der Stiftung Landschaftsschutz Schweiz

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den erwähnten Änderungen Stellung nehmen zu können. Zu den Änderungen der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) äussern wir uns nicht.

Energieverordnung

Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Zwischenziel für Windenergieanlagen

Antrag:

Als Zwischenziel für das Jahr 2030 ist ein Zielwert für die Windstromproduktion von 800 GWh im Jahr 2030 vorzusehen.

Begründung:

Ein Ziel von 2.3 TWh Windproduktion im Jahr 2030 ist unseres Erachtens unrealistisch. Im Jahr 2023 betrug die Produktion aus Windkraft 0.2 TWh. Es ist unwahrscheinlich, dass die mit dem Stromgesetz beschlossenen Maßnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsprozesse für Windenergieanlagen einen derartigen Effekt haben, dass die aktuelle Windstromproduktion bis 2030 auf 2.3 TWh/a gesteigert werden könnte. Auch der Beschleunigungserlass – sollte er vom Parlament beschlossen und ohne Referendum verabschiedet werden – wird zuerst umgesetzt werden müssen, bevor er die Prozesse für den Bau von Windenergieanlagen tatsächlich beschleunigen wird, was einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Wir beantragen deshalb, ein ambitioniertes, aber angesichts der bestehenden Lage realistisches Ziel zu formulieren. Zurzeit produzieren Windenergieanlagen schätzungsweise höchstens 0.4 TWh/a, bereits eine Verdoppelung auf 0.8 TWh/a bis 2030 ist zwar anspruchsvoll, aber realistisch.



Zwischenziel für Photovoltaikanlagen

Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des großen Solarpotenzials angemessen, aber auch sehr ambitioniert. Laut dem erläuternden Bericht braucht es einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von über 2 TWh/a, was etwa 2200 MW zugebauter Leistung entspricht. Um dies zu erreichen, muss der gesetzliche Rahmen insbesondere für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen voll ausgenützt werden.

Anhang 3, Anrechenbare Kosten

Antrag:

Buchstabe e von Ziffer 3.2 ist zu streichen.

Begründung:

Es ist verständlich, dass die Schweizer Stromkonsumenten nicht für die Sanierungskosten der ausländischen Anteile von Grenzwasserkraftwerken aufkommen sollten. Nicht zuletzt, da auch in den Anrainerstaaten Vorschriften und Planungen zur Sanierung der Durchgängigkeit gelten und umgesetzt werden müssen. Jedoch riskiert man mit diesem Vorschlag, dass die ökologische Sanierung der Grenzwasserkraftwerke insbesondere am ökologisch besonders bedeutenden Hochrhein blockiert und auf den Zeitpunkt der Neukonzessionierung vertagt wird. Dies ist angesichts einer sich in schlechtem Zustand befindlichen Artenvielfalt in den Fließgewässern nicht verantwortbar. Eine fehlende Sanierung am Rhein beeinträchtigt zudem den ökologischen Nutzen der Sanierungen an seinen Zuflüssen.

Wir halten dafür, dass Instrumente geprüft werden, die sicherstellen, dass die Sanierungen von beiden angrenzenden Staaten so rasch und konsequent wie möglich verfügt und umgesetzt werden. Eine Lösung könnte sein, dass die Schweiz die Sanierungen vorfinanziert, bis auch die angrenzenden Staaten mit Strombezug entsprechende Sanierungsverfügungen oder Konzessionsauflagen erteilt haben, und die Kosten dann entsprechend zurückerstattet werden.

Energieförderungsverordnung

Artikel 46u Höchstbeitrag

Antrag:

„Bei Anlagen, die ab dem Jahr 2026 bewilligt werden, darf die Einmalvergütung 2,1 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46o Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.“

Begründung:

Aus Gründen der Rechtssicherheit sollten für die Projekte, die per Ende 2025 bereits über eine Baubewilligung verfügen, nicht im Nachhinein die Spielregeln geändert werden. Aus diesem Grund sollte hier der Höchstbeitrag gestrichen werden. Demgegenüber finden wir einen Höchstbeitrag für zukünftige Projekte begrüßenswert, denn auch alpine PV-Anlagen sollen nur gebaut werden, wenn sie auch einen kostengünstigen Beitrag zum Winterstrom leisten können. Wir beantragen jedoch, dass im Fall von zukünftigen Anlagen ein Höchstbeitrag von maximal 2.1 Millionen Franken pro GWh verfügt würde. Einerseits kostet der Winterstrom aus großen PV-Anlagen auf Gebäuden, die Investitionsbeiträge über Auktionen erhalten, durchschnittlich 2.07 Millionen Franken pro GWh. Und auch das Wasserkraftwerk Trift, das, wenn gebaut, flexibel einsetzbaren Winterstrom liefert, macht dies für gesamthaft 2.09 Millionen Franken pro GWh. Da die Investitionsbeiträge bis zu 60%

der Anlagekosten ausmachen können, könnten alpine Solaranlagen auf diese Weise immer noch genug Beiträge erhalten. Teurere Projekte sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

Anhang 1.4, Ziffer 7.2 Geothermie Anlagen

Die vorgeschlagene Änderung in Ziffer 7.2 wird begrüßt, da so immerhin noch zwei Geothermie-Projekte von einer Einspeisevergütung profitieren könnten

Wir bitten Sie, unsere Stellungnahme und insbesondere unsere Anträge zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

STIFTUNG LANDSCHAFTSSCHUTZ SCHWEIZ (SL-FP)



Rahel Marti
Co-Geschäftsleiterin



Josef Rohrer
Projektleiter



WWF Schweiz
Gabriel Cisarovsky
Hohlstrasse 110
Postfach
8010 Zürich

Tel.: +41 44 297 23 41
gabriel.cisarovsky@wwf.ch
wwf.ch
Spenden: PC 80-470-3

UVEK
Bundesrat A. Röstli
3003 Bern

Elektronisch an:
verordnungsvisionen@bfe.admin.ch

Zürich, 17. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli, sehr geehrte Damen und Herren,

Wir bedanken uns für die Einladung zu einer Stellungnahme.

Die vorgeschlagenen Zwischenziele bedürfen unserer Ansicht nach einer Überarbeitung – sie berücksichtigen die von Ihnen beschlossene Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses nicht. Die Ziele sollen ambitioniert sein, um der Branche den nötigen Anstoss zu geben, angesichts der kurzen Dauer von weniger als fünf Jahren müssen sie innerhalb des vom Bundesrat und Parlament festgelegten Regulierungsrahmens jedoch einigermaßen realistisch sein. Aus Sicht des WWF müsste tatsächlich die Umsetzung des Stromgesetzes ambitionierter ausfallen, wie in unserer Stellungnahme zur Umsetzungsverordnung dargelegt wurde.

Zusätzlich fordern wir auch Zwischenziele beim Energie- und Elektrizitätsverbrauch und schlagen verschiedene Massnahmen als weitere Anreize für die Winterstromproduktion vor.

Sie finden unsere detaillierten Änderungsanträge, Kommentare und Vorschläge nachfolgend.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir im Voraus.

Freundliche Grüsse

Damian Oettli
Stellvertretender Leiter Transformational Programmes

Dr. Gabriel Cisarovsky
Advisor Ökologisierung der Wasserkraft



Stellungnahme des WWF zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Energieverordnung (EnV)

Art. 1a Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Die Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erscheinen angesichts der Potenziale konsequent. Gleichzeitig sind sie aus Sicht des WWF mit der vorgesehenen Umsetzung des Stromgesetzes und eines möglichen Beschleunigungserlasses wohl nicht erreichbar. Insbesondere erscheint uns die Verdreizehnfachung der heutigen Windproduktion bis 2030 angesichts der Projekt-Pipeline unrealistisch. Denn verschiedene Massnahmen, wie die Gebietsausscheidung in den Kantonen werden erst in einiger Zeit ihre Wirkung entfalten. Angesichts dieser Voraussetzungen fordern wir den Bundesrat auf, die Zwischenziele nicht Top-Down von einem willkürlichen Gesamtziel für 2030 zu berechnen, sondern für jede Technologie einzeln ein Zwischenziel festzulegen und das Gesamtziel davon abzuleiten. Aus unserer Sicht sollen die Zwischenziele durchaus ambitioniert sein, um der Branche den Willen des Bundes und der Stimmbevölkerung aufzuzeigen. Gleichzeitig sollen sie aber auch angesichts der aktuellen Rahmenbedingungen erreichbar sein.

Wir möchten den Bundesrat auch darauf aufmerksam machen, dass das Energiegesetz in Art. 2 Abs. 4 nicht nur die Festlegung technologiespezifischer Zwischenziele vorschreibt, sondern auch dass der Bundesrat die entsprechenden Massnahmen ergreifen soll, um die Zwischenziele zu erreichen. Dies ist mit den vorliegenden Verordnungsrevisionen nicht gegeben, die zwar ambitionierte Zwischenziele vorschlägt, aber nicht die für die Zielerreichung benötigten Massnahmen. So wurde die Minimalvergütung gemäss Art. 15 EnG oder auch spezielle Ausschreibungen für Parkplätze und andere Infrastrukturanlagen bisher ungenügend oder nicht umgesetzt und Preisobergrenzen zu tief angesetzt. Die angestrebte Beschleunigung des Aufbaus auf mind. 2.5 GW solar wird so 2025 verfehlt.

Technologieziel für Wind

Wie erwähnt, ist aus unserer Sicht ein Ziel von 2.3 TWh Windproduktion im Jahr 2030 unrealistisch. Im Jahr 2024 betrug die Produktion aus Windkraft 0.17 TWh. Es ist unwahrscheinlich, dass die mit dem Stromgesetz beschlossenen Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsprozesse für Windenergieanlagen einen derartigen Effekt haben, dass die aktuelle Windstromproduktion innerhalb von 5 Jahren verdreizehnfacht werden könnte. Auch der Beschleunigungserlass – sollte er vom Parlament beschlossen und ohne Referendum verabschiedet werden – wird erst umgesetzt werden müssen, bevor er die Prozesse für den Bau von Windenergieanlagen tatsächlich beschleunigen wird. Dies wird einige Zeit in Anspruch nehmen. Wir fordern den Bundesrat deshalb auf, ein durchaus ambitioniertes, aber angesichts der bestehenden Massnahmen ein realistisches Ziel zu formulieren.

Für den WWF ist klar, dass die Windenergie kostengünstig wichtigen Strom im Winter liefern kann. In ihrer Vision einer **sicheren Schweizer Stromversorgung im Jahr 2035**, die sowohl das Klima als auch die Biodiversität schützt, formuliert die Umweltallianz, dass ein «Ausbau der Windkraft auf 3.1 TWh im Jahr 2035 anzustreben» ist. Die folgende linke Grafik zeigt den Bereich zwischen einem linearen und einem exponentiellen Ausbaupfad von der aktuellen Windstromproduktion von 0.17 TWh im Jahr 2024 auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Für das Jahr 2030 entspräche dies einem Bereich von 0.8-1.7 TWh.

In der rechten Grafik ist die mögliche jährliche Energieproduktion der aktuellen Projektpipeline dargestellt. Diese zeigt, dass zurzeit Windprojekte mit bis zu 2.8 TWh Jahresstromproduktion in Betrieb oder zumindest in Planung



sind. Diese werden wohl nicht alle in diesem Umfang umgesetzt werden. Gleichzeitig rechnet die ElCom in ihrer neusten Studie zur Versorgungssicherheit ab 2028 mit einer installierten Leistung von 252 MW, was einer Jahresproduktion von rund 450 GWh und den Anlagen mit positivem (Bundes-)Gerichtsentcheid entspricht. Dieser Wert entspricht ungefähr der exponentiellen Entwicklung der Windstromproduktion auf 3.1 TWh im Jahr 2035. Aus diesem Grund erscheint uns ein Zielwert für die Windstromproduktion von 0.82 TWh im Jahr 2030 realistisch.

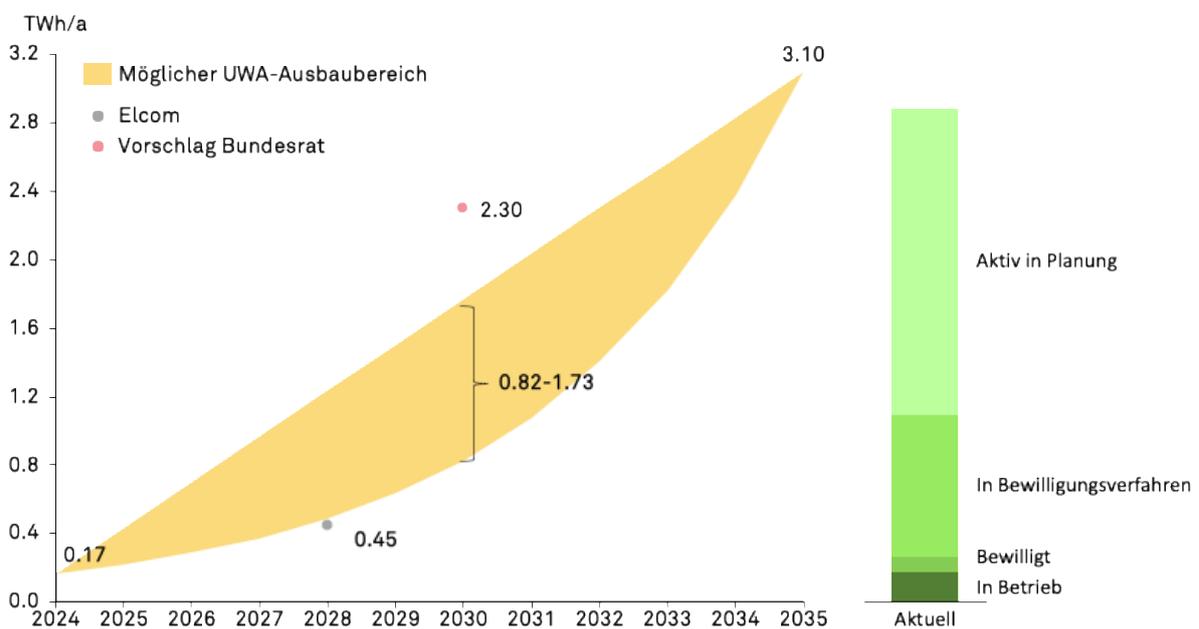


Abbildung 1. Möglicher Windausbaupfad nach Umweltallianz (links) und *aktuelle Projektpipeline der Windprojekte in der Schweiz* (rechts).

In der jüngeren Vergangenheit wurden mit dem Stromgesetz, aber auch in den Kantonen mit den entsprechenden Richtplanungen und verfahrensrechtlichen Verbesserungen wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Um einen entsprechenden Ausbau bei der Windenergie zu erreichen, ist es aber immer noch essenziell, entsprechende Massnahmen, die den umwelt- und biodiversitätsverträglichen Ausbau der Windkraft verschnellern, umzusetzen. Dazu gehören:

- Kombinierte Plangenehmigungsverfahren: Die Kombination von Planungs- und Bewilligungsverfahren in koordinierten Verfahren hilft die Prozesse zu vereinfachen und zu straffen und wird in einigen Kantonen bereits umgesetzt. Dies soll auf alle Kantone ausgeweitet werden. Der Beschleunigungserlass soll entsprechend rasch umgesetzt werden, wenn final verabschiedet.
- Strategische Umweltverträglichkeitsprüfungen für Eignungsgebiete inklusive detaillierter Abklärungen zum Zustand der Biodiversität (Feldaufnahmen): Strategische UVP können bereits von Anfang an für die Biodiversität wichtige Gebiete von möglichen Projektierungen ausschliessen und Projektant:innen auf für den Naturschutz weniger bedenkliche Gebiete lenken. Kantone sollen sicher gehen, dass die Eignungsgebiete auf einer qualitativ hochwertigen Grundlage definiert werden und die negativen Auswirkungen der Windenergienutzung auf die Biodiversität maximal minimiert werden.



Technologieziel für Photovoltaik (PV)

Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des grossen Solarpotenzials angemessen, aber auch sehr ambitioniert. Denn in der Photovoltaik-Branche herrscht aktuell grosse Verunsicherung und für 2025 und 2026 ist ein Rückgang im PV-Zubau gegenüber den Vorjahren zu erwarten.

Laut Vernehmlassungsbericht braucht es einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von über 2 TWh/a, was etwa 2200 MW zugebaute Leistung entspricht. Um dies zu erreichen, muss der gesetzliche Rahmen insbesondere für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen ausgenützt werden. Hier gibt es grossen Spielraum in den entsprechenden Verordnungen. Dazu gehören unter anderem:

- Erhöhung Einmalvergütung: Für eine PV-Anlage unter 150 kW erhält man im Schnitt rund 15% der Investitionskosten als Einmalvergütung ausbezahlt. Hier gibt es einen Spielraum bis 30%, der zur Zielerreichung genutzt werden soll. Insbesondere für PV-Anlagen auf Infrastruktur mit erhöhter Winterstromproduktion soll die Einmalvergütung höher ausfallen (siehe Argumentation weiter unten). Das Beispiel Österreich, wo die installierte PV-Leistung im Jahr 2023 um 150% zugenommen hat, zeigt, dass eine Erhöhung des Budgets für die Förderung sich direkt im PV-Ausbau niederschlagen kann.
- Gleitende Marktprämie: Die erste Auktionsrunde für gleitende Marktprämien im Mai dieses Jahres hat gezeigt, dass das Maximalgebot von 9.0 Rp./kWh zu hoch angesetzt war. Dies ist nicht erstaunlich, entspricht dieser Wert dem durchschnittlichen Zuschlagswert der letzten Aufdachanlagen-Ausschreibungen in Deutschland. In der Schweiz gab es deshalb auch nur wenige Gebote und der Durchschnitt der Zuschläge lag nahe diesem Maximum. Durch eine Erhöhung des Maximalgebots können mehr Projekte – auch kleinere – von einer gleitenden Marktprämie profitieren. Wie erwähnt, zeigt das Beispiel von Österreich, dass die Erhöhung des Förderbudgets in direktem Zusammenhang mit der zusätzlich installierten Leistung steht.
- Segmentierte Auktionen: Spezielle Auktionen mit gleitenden Marktprämien, die für die Winterstromproduktion ausbezahlt wird. Die Obergrenze für das Höchstgebot muss hier entsprechend hoch liegen. Dies beanregt Projekte, wo entweder per se viel Winterstrom produziert wird (beispielsweise über der Nebelgrenze) oder wo der Sommerstrom anderweitig gebraucht oder verkauft wird.
- Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG): Der Netznutzungsrabatt soll erhöht werden auf das gesetzliche Maximum von 60%, damit der direkte Verkauf von PV-Strom wirtschaftlich interessanter wird.
- Virtuelle Zusammenschlüsse für den Eigenverbrauch (vZEV): Virtuelle ZEV sollen auch in Muffennetzen ermöglicht werden.
- Vorbildfunktion: Der Ausbau der Photovoltaik auf Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe nach Art. 45b EnG soll beschleunigt werden.

Art. 1b Zwischenziele für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch (neu)

Wir beantragen die Definition von Zwischenzielen für den Energie- und Elektrizitätsverbrauch, die einen linearen Pfad zur Erreichung der Verbrauchsziele in Art. 3 EnG vorschreiben. Jede eingesparte Einheit Energie senkt auch den Bedarf für den Ausbau der Strom- und Wärmeproduktion und für teure Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Zwischenziele dienen der regelmässigen Überprüfung, ob die aufgelegten Massnahmen auch genug wirksam für die finale Zielerreichung sind. Dies ist auch im Effizienzbereich angemessen, da mit dem Effizienzdienstleistungsmarkt ein neues Instrument eingeführt wurde und der Erfolg der wettbewerblichen Ausschreibungen fraglich ist.



Anhang 3, Ziff. 3 Anrechenbare Kosten

Es ist inhaltlich verständlich, dass die Schweizer Stromkonsument:innen nicht für die Sanierungskosten der ausländischen Anteile von Grenzwasserkraftwerken aufkommen sollen. Nicht zuletzt, da in den Anrainerstaaten ebenso Vorschriften und Planungen zur Sanierung der Wasserkraft gelten und umgesetzt werden müssen. Jedoch riskiert dieser Vorschlag, dass die ökologische Sanierung der Grenzwasserkraftwerke insbesondere am ökologisch besonders bedeutenden Hochrhein blockiert und auf die Neukonzessionierung verlagert wird. Solche Verspätungen sind angesichts der sich in schlechtem Zustand befindlichen Artenvielfalt in den Fließgewässern nicht verantwortbar. Eine fehlende Sanierung am Rhein beeinträchtigt zudem den ökologischen Nutzen der Sanierungen an seinen Zuflüssen.

Wir beantragen deshalb, dass zusätzliche Instrumente geprüft werden, die sicherstellen, dass die Sanierungen von beiden angrenzenden Staaten so rasch und konsequent als möglich verfügt und umgesetzt wird. Dies könnte beispielsweise eine Lösung sein, bei der die Schweiz die Sanierungen vorfinanziert, bis auch die angrenzenden Staaten mit Strombezug entsprechende Sanierungsverfügungen oder Konzessionsauflagen erteilt haben, und die Kosten dann entsprechend zurückerstattet werden.

Die gesamten Kosten für die ökologische Sanierung von Wasserkraftwerken übersteigt bereits heute die vorhandenen Mittel um ein Mehrfaches. Es ist deshalb vor allem zwingend nötig, die Mittel insgesamt zu erhöhen, wie das auch am nationalen Runden Tisch Wasserkraft von allen beteiligten Stakeholdern empfohlen wurde.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Der neue Abs. 3 ist ersatzlos zu streichen.

Die Schweizer Gewässer sind bereits durch über 1700 Kleinstwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW zerstückelt, die zusammen pro Jahr nur gerade mal 600 GWh Strom erzeugen, gleichzeitig aber unverhältnismässig grosse Schäden an Lebensräumen und Lebensgemeinschaften verursachen. Beim heutigen schlechten Zustand der Biodiversität gilt es deswegen in erster Linie, Beeinträchtigungen stillgelegter Infrastruktur ökologisch zu sanieren und sie z.B. für Fische durchgängig zu machen, gegebenenfalls mit dem Rückbau der Anlage, wenn diese Option sich als Beste erweisen sollte.

Zudem belastet der vorgesehene Vorschlag, Wiederinbetriebnahmen längst stillgelegter alter Kleinstanlagen, als Erweiterungen bestehender Anlagen zu klassieren (sofern sie über eine rechtsgültige Konzession verfügen), den Netzzuschlagsfonds in vielen Fällen gleich doppelt und unverhältnismässig: Einerseits werden Bau und/oder Betrieb für ineffiziente Kleinstanlagen finanziert (wären sie wirtschaftlich gewesen, wären sie nicht stillgelegt worden), andererseits werden wohl die meisten dieser Anlagen Gelder für die ökologische Sanierung beanspruchen. Die für die Sanierung zur Verfügung stehenden Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds reichen schon nicht aus, um die Beeinträchtigungen für die Energieversorgung der Schweiz zentraler Anlagen zu sanieren. Es ist somit zumindest fraglich, inwieweit die erzielte Stromproduktion in einem sinnvollen Verhältnis zu den insgesamt beanspruchten Mittel für die Wiederinbetriebnahme von Kleinstanlagen steht oder mit alternativen Massnahmen wie Photovoltaik die entsprechende Strommenge günstiger und naturverträglicher erzeugt werden könnte. Vielmehr sollten die Konzessionen längst stillgelegter Anlagen durch die Verleihungsbehörde nach Art. 65 (insb. Bst. b) WRG als verwirkt erklärt werden und die notwendigen Sanierungsmassnahmen verfügt werden.

Ausserdem ist es unklar, ob im vorgeschlagenen Abs. 3 mit «Erweiterung oder Erneuerung» eigentlich «*erhebliche* Erweiterung oder Erneuerung» gemeint ist. Wenn ja, entspräche der vorgeschlagene Absatz offenbar eine Schwächung der Kriterien nach Abs. 2 Bst. a, da nur die Fassung und das Wehr massgebend wären (nicht aber z.B.



die Turbine bzw. die Produktionsanlage), und auch Sanierungen in jeglichem Umfang als Erneuerung gelten würden («kein kompletter Neubau» vs. «ersetzt oder totalsaniert»).

Aus diesen Gründen fordern wir die Streichung von Absatz 3. Die Wiederinbetriebnahme einer länger stillgelegten Anlage, die meist umfangreicher baulicher Massnahmen und einer neuen Konzession bedarf, gilt nicht als Erneuerung oder Erweiterung einer bestehenden Anlage und darf entsprechend nicht unter Buchstabe b oder c von Art. 26 Abs. 1 EnG fallen und so die Förderuntergrenze von 1 MW umgehen. Sie ist als Neuanlage zu betrachten und fällt unter die entsprechenden Förderbestimmungen für Neuanlagen. Für die Erteilung der Konzession und Baubewilligung muss insbesondere nachgewiesen werden, dass sie die gesetzlichen Vorschriften u.a. des Gewässerschutzgesetzes und des Bundesgesetzes über die Fischerei auf eigene Kosten einhält.

Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Änderungsantrag

² Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als ~~500-400~~ kWh pro kW am Netz angeschlossene Leistung aufweisen, ~~die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden~~ und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);

^{2bis} Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW am Netz angeschlossene Leistung im Winterhalbjahr produziert.

^{4bis} Der spezifische Winterstrommehrertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW am Netz angeschlossene Leistung im Winterhalbjahr produziert und der ~~500-400~~ kWh pro kW am Netz angeschlossene Leistung übersteigt.

Begründung

Der Winterstrombonus soll für alle Anlagen gelten, die einen hohen Winterstromertrag aufweisen. Ob der Strom von einer Anlage auf einem Gebäude, über einem Parkplatz oder an einer anderen Stelle kommt, ist dabei irrelevant. In den Alpen gibt es viele grosse Dächer, die ein hohes PV-Potenzial auch für Winterstrom aufweisen. Dieses soll nicht ungenutzt gelassen werden. Gleichzeitig wird in Art. 30c Abs. 3bis, Art. 38 Abs. 1quater und Art. 38a Abs. 4bis vorgeschlagen, dass weitere Boni nicht mit dem Winterstrombonus kombiniert werden könne. Es könnte also nicht zusätzlich noch ein Neigungswinkelbonus abgeholt werden.

Wir schlagen zudem vor, dass statt der Maximalleistung der Module, die am Netz angeschlossene Leistung für die Berechnung der Winterstromproduktion zu wählen. Dies schafft Anreize, dass sommerliche Produktionsspitzen nicht ins Netz eingespeist werden, indem die Wechselrichter knapp dimensioniert werden oder die zusätzliche Produktion selber verbraucht oder eingespeichert wird.

Schliesslich fordern wir die Senkung der Limite des Winterstromertrags für die Erhaltung eines Winterstrombonus von 500 auf 350 oder maximal 400 kWh pro kW. PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen sind zurzeit die am schnellsten wachsende Stromproduktionstechnologie. Bereits heute fällt 25-30% ihrer Jahresstromproduktion im Winter an. Dieser Anteil kann leicht erhöht werden, indem die Winterstromproduktion auch entsprechend beanreizt wird. So können beispielsweise die Module über Parkplätzen oder auch auf Flachdächern steiler aufgeständert werden oder auch Lärmschutzwände können einen hohen Winterstromanteil liefern. Dieses einfach erschliessbare und auch relativ kostengünstige Potenzial durch eine hohe Winterstromanforderung auszuschliessen, ist nicht sinnvoll. 400 kWh pro kW entsprechen dabei einem Winterstromanteil von 40-50% (je



nach jährlichen Volllaststunden) und somit laut einem [Faktenblatt der Berner Fachhochschule](#) dem Winterstromanteil von Fassadenanlagen im Mittelland.

Art. 46u Höchstbeitrag

Aus Sicht der Rechtssicherheit soll für die Projekte, die bis Ende 2025 über eine Baubewilligung verfügen, nicht im Nachhinein die Spielregeln geändert werden. Aus diesem Grund soll der Höchstbeitrag gestrichen werden. Gleichzeitig finden wir ein Höchstbeitrag für zukünftige Projekte begrüssenswert, denn auch alpine PV-Anlagen sollen nur gebaut werden, wenn sie auch einen kostengünstigen Beitrag zum Winterstrom leisten können. Wir fordern jedoch, dass im Fall von zukünftigen Anlagen ein Höchstbeitrag von maximal 2.1 Millionen Franken pro GWh verfügt würde. Einerseits kostet der Winterstrom aus grossen PV-Anlagen auf Gebäuden, die Investitionsbeiträge über Auktionen erhalten, durchschnittlich 2.07 Millionen Franken pro GWh. Und auch das Wasserkraftwerk Trift, das wenn gebaut flexibel einsetzbaren Winterstrom liefern wird, macht dies für gesamthaft 2.09 Millionen Franken pro GWh. Da die Investitionsbeiträge ja bis zu 60% der Investitionskosten ausmachen können, könnten alpine Solaranlagen so immer noch genug Beiträge erhalten. Teurere Projekte sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

An dieser Stelle möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass in Zukunft der Grossteil des Winterstroms von im Mittelland installierten PV-Anlagen auf bestehender Infrastruktur kommen wird, neben Gebäudedächern und Parkplätzen in Bergregionen. Werden dort Anlagen mit einer gesamten Jahresstromproduktion von 35-40 TWh zugebaut, ergibt das automatisch 9-12 TWh Winterstrom, was der aktuellen AKW-Winterstromproduktion entspricht. Dieser Anteil kann aber noch erhöht werden, indem die Förderung oder Vergütung von PV-Anlagen an die Winterstromproduktion geknüpft wird. So soll der Winterbonus auch für PV-Anlagen auf Gebäuden gestattet werden. Die Einmalvergütung kann höher ausfallen für Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion (>30%). Die Mindestvergütung kann im Winter erhöht werden. Oder segmentierte Auktionen können spezifische gleitende Marktprämien für die Stromproduktion im Winter verteilen.

Art. 61 Abs. 2bis

Die vorgesehenen maximal anrechenbare Beträge erscheinen uns als zu hoch zu sein und sind tiefer anzusetzen. Die Obergrenze soll sich nicht «aus Sicht von Gestehungskosten am *höchsten* Vergütungssatz für die gleitende Marktprämie» orientieren. Genauso wie bei den PV-Anlagen sollen insbesondere Anlagen gefördert werden, die energetisch-wirtschaftlich am meisten Sinn machen, und möglichst viel Winterstrom produzieren. Umso kritischer sind zu hohe und nicht effizient eingesetzte Förderbeiträge für neue oder Erweiterungen von Anlagen in Anbetracht der Tatsache, dass die Mittel, die für die Sanierung der bestehenden Anlagen nicht ausreichen werden und bisher keine Lösung zu diesem Problem gefunden wurde.

Zudem sollen nach den Buchstaben b und c nur Investitionen subventioniert werden, die eine zusätzliche Produktion ermöglichen. Die aktuelle Produktion (vor der Erweiterung), die bereits subventioniert wird – oder sogar schon abgeschrieben ist – soll nicht zusätzlich unterstützt werden können.

- Bst. b: Warum ein «Abstellen auf die Mehrproduktion der Investitionsbeitrag zu stark [einschränken]» würde (so im erläuternden Bericht), ist nicht nachvollziehbar. Es stellt sich zudem die Frage, ob eine erhebliche Erweiterung, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Art. 30b^{bis} Abs. 1 Bst. a EnFV fällt und womit die Mehrproduktion laut erläuternden Berichts «nur wenig gesteigert wird», energetisch-wirtschaftlich, und umso mehr unter Berücksichtigung der möglicherweise damit verbundenen Umweltauswirkungen, überhaupt gefördert werden sollte.



- Bst. c: Es soll in der Bestimmung selbst (nicht, wie vorliegend, nur im erläuternden Bericht) klar zum Ausdruck kommen, dass der Beitrag für die Produktion vor der Erweiterung nur im Zusammenhang mit allfälligen Erneuerungen beansprucht werden könne.

Anhang 1.4 Geothermieranlagen im Einspeisevergütungssystem

Die vorgeschlagene Änderung in Ziff. 7.2 wird begrüsst, da so immerhin noch zwei Geothermie-Projekte von einer Einspeisevergütung profitieren könnten.

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Keine Kommentare.

Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Keine Kommentare.

Politbeobachter
3000 Bern
info@politbeobachter.ch

Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation UVEK
3003 Bern
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

21. Juli 2025

Vernehmlassungsantwort zur Revision EnFV, EnV, StromVV und VOEW

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir Stellung zur Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV), Energieverordnung (EnV), Stromversorgungsverordnung (StromVV) und der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW).

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Das Sammeln von Mess- und Stammdaten von privaten Endverbrauchern in nicht anonymisierter Form ist einen Eingriff in die Privatsphäre von Bürgerinnen und Bürger (Art. 13 BV). Somit werden Grundrechte eingeschränkt. Diese müssen zwingend in Form einer gesetzlichen Grundlage definiert sein (Art. 36 BV). Eine Normierung auf Verordnungsstufe ist daher verfassungswidrig.

Grundsätzlich kann aber nicht dargelegt werden, weshalb nicht anonymisierte Daten von privaten Endverbrauchern gesammelt werden müssen, um Massnahmen für die Vorbereitung einer möglichen Strommangellage zu treffen. Hier wird das Prinzip der Datensparsamkeit klar verletzt.

Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Grundsätzlich bestehen auch bei der VOEW die gleichen Einwände wie bei der StromVV. Zusätzlich ist die Nennung von Interventionsmassnahmen zu unspezifisch und schränken die Nutzung der Daten nicht ein. Auch kann eine Speicherung der Daten während 10 Jahren nicht begründet werden. Technologische Entwicklungen verändern den Stromverbrauch laufend, wodurch ältere Daten an Aussagekraft verlieren und keine zuverlässigen Rückschlüsse mehr ermöglichen.

Energieverordnung (EnV)

Die Nennung von Zielen für den Ausbau von erneuerbaren Energien auf Gesetzesstufe (Art. 2 EnG) und zusätzlich auf Stufe Verordnung widerspricht dem Ziel einer klaren und verständlichen Rechtssetzung. Ausserdem ist die Nennung von Zielen für eine absolute Jahresproduktion für eine sichere Stromversorgung nicht sinnvoll. Es wird nicht berücksichtigt, dass für die Netzstabilität weitere Faktoren von hoher Wichtigkeit sind. Zu erwähnen sind hier, dass jederzeit genau so viel Strom produziert werden muss, wie verbraucht wird und die Frequenz von 50 Hz jederzeit garantiert werden muss.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Durch die Einführung eines Bonussystem für Winterstrombonus, Neigungswinkelbonus oder Parkflächenbonus werden falsche Anreize geschaffen. Bei den genannten Kriterien werden die Auswirkungen auf die Netzstabilität nicht berücksichtigt. Daher trägt das Bonussystem nur bedingt zu einer sicheren Stromversorgung bei.

Aus den genannten Gründen lehnt der Politbeobachter die geplante Revision der EnFV, EnV, StromVV und VOEW ab.

Mit freundlichen Grüssen



Carin Jahn, Co-Präsidentin



Josef Ender, Co-Präsident

aeesuisse • Falkenplatz 11 • 3012 Bern

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie, BFE

Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 21. Juli 2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellung nehmen zu können.

Die aeesuisse begrüsst insbesondere die vorgeschlagenen Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien, erachtet die geltenden Rahmenbedingungen zur Zielerreichung hingegen als noch nicht ausreichend optimiert. Entscheidend für die Zielerreichung sind allem voran marktgerechtere Anreize, beschleunigte Verfahren sowie praxisnähere Rahmenbedingungen.

Besonders die Winterstromproduktion muss in der gesamten Förderarchitektur stärker gewichtet bzw. gezielter beanreizt werden. Die vorgeschlagene Einführung eines neuen Winterstrombonus begrünnen wir explizit. Darüber hinaus schlagen wir vor, Projekte mit mindestens 5 GWh Winterstrom technologieunabhängig dem nationalen Interesse zu unterstellen und den Neigungswinkelbonus für Photovoltaikanlagen auf maximale Winterstromproduktion auszurichten. Die vorgeschlagene Deckelung der Förderung alpiner Solaranlagen lehnen wir wiederum entschieden ab, da sie sinnvolle Projekte, die sich bereits in der Planungsphase befinden, unnötig ausbremsen würde.

Wir erlauben uns, auch über den Vernehmlassungsgegenstand hinaus Vorschläge zu unterbreiten, die aus unserer Sicht der Erreichung der Zwischenziele im Ausbau der erneuerbaren Energien zuträglich wären.

Allgemeine Information zur aeesuisse

Als Dachverband der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz vertreten wir die konsolidierten Interessen von rund 30 Branchenverbänden und rund 600 Unternehmen (darunter zahlreiche EVU), die in den Bereichen der erneuerbaren Energieerzeugung, Energieverteilung und -vermarktung, Energiespeicherung, Energieeffizienz und Mobilität engagiert sind. In ihrem Sinne stehen wir ein für eine fortschrittliche und nachhaltige Energie- und Klimapolitik. Wir unterstützen den Bundesrat in seinem Netto-Null-Emissionsziel bis 2050 und engagieren uns für eine konsequente und beschleunigte Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Energieverordnung (EnV)

Art. 1a – Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Zustimmung

Begründung:

Solarenergie: Das vorgeschlagene Ziel von 18,7 TWh bis 2030 erscheint uns proportional zum übergeordneten Zielwert im Ausbau der erneuerbaren Energien und angesichts des beträchtlichen Solarpotenzials als angemessen. Vor dem Hintergrund der derzeitigen Unsicherheiten am Photovoltaikmarkt sind jedoch Anpassungen an den neu eingeführten Instrumenten des Stromgesetzes notwendig, um ab dem Jahr 2025 einen jährlichen Zubau von über 2 TWh zu erreichen.

Konkret schlagen wir im Rahmen dieser Verordnungsrevision vor, den Netznutzungsrabatt für LEG auf 55 Prozent (Netzebene 7) beziehungsweise 40 Prozent (Netzebene 5) zu erhöhen. Auf Gesetzesebene regen wir ferner an, die Zulassung gegenseitiger Lieferung zwischen den Netzebenen 5 und 7, die Ermöglichung von vZEV auch in Muffennetzen und weniger restriktive Bestimmungen im Bereich der Agri-Photovoltaik zu prüfen.

Windenergie: Wir begrüßen das Zwischenziel von 2,3 TWh Windstrom bis 2030 ausdrücklich. Mit über 2,7 TWh projektierte Leistung auf Basis bundesrätlich genehmigter Richtpläne besteht bereits heute ausreichend Ausbaupotenzial. Weitere Projekte sind durch die laufende Überarbeitung kantonaler Richtplanungen – etwa in St. Gallen, Appenzell Ausserrhoden, Luzern, Bern, Graubünden und Zürich – absehbar. Ob das Ziel erreicht wird, hängt wesentlich von der Dauer der Bewilligungsverfahren ab. Wie im erläuternden Bericht zur Energieverordnung richtigerweise betont wird, setzt die Zielerreichung demnach vor allem eine Vereinfachung und Beschleunigung der Verfahren voraus. Erste Fortschritte wurden erzielt – unter anderem durch das Stromgesetz und kantonale Gesetzesanpassungen –, doch bleiben die Branche ebenso wie Politik und Behörden weiterhin gefordert.

Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh ebenfalls dem nationalen Interesse unterstellt werden.

Biomasse: Der Bundesrat hält im Erläuternden Bericht fest, dass in den nächsten Jahren «bei gleichbleibender Nutzungsverteilung der Ausgangsstoffe mit geringen Steigerungen bei Strom aus Biomasse (aus Holzkraftwerken, Biogasanlagen und Kehrriechverbrennungsanlagen) zu rechnen» ist. Dem stimmen wir grundsätzlich zu und ergänzen, dass es dringender Massnahmen braucht, um die aktuelle Stromproduktion aus Biomasse nur schon zu erhalten.

So weisen wir darauf hin, dass bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die aus dem Einspeisevergütungssystem (EVS) ausscheiden, eine akute Förderlücke droht. Um diese Förderlücke zu schliessen, müssen die Betriebskostenbeiträge für aus dem EVS ausscheidende Anlagen gezielt nachjustiert werden.

Geothermie: Was die Stromerzeugung aus Geothermie betrifft, schlägt auch die Branche keine Ziele für 2030 vor und teilt die Feststellungen des Bundesrats im Erläuternden Bericht. Mit dem Fortschreiten von Projekten wie Haute-Sorne werden konkretere Ziele möglich, die in die Revision der Energieperspektiven aufgenommen werden können.

Art. 8 – Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

¹ Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- a. **die** mittlere erwartete Produktion ~~von jährlich~~ **von Oktober bis März** mindestens ~~20~~ **5** GWh ~~verfügen beträgt~~; oder

² Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- a. **die** mittlere erwartete Produktion ~~von jährlich~~ **von Oktober bis März** mindestens ~~40~~ **5** GWh ~~verfügen beträgt~~; oder

Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse

² Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über ~~eine~~ **die** mittlere erwartete Produktion ~~von jährlich~~ **von Oktober bis März** mindestens ~~20~~ **5** GWh ~~verfügen beträgt~~.

³ Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung **von Oktober bis März** eine mittlere erwartete Produktion von ~~jährlich~~ mindestens ~~20~~ **5** GWh ~~pro Jahr~~ erreichen.

Begründung:

Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh dem nationalen Interesse unterstellt werden.

Anhang 3 – 3 Anrechenbare Kosten

Geltendes Recht beibehalten

Begründung:

Die in der Verordnung vorgesehene Einschränkung der Kostenentschädigung bei Grenzwasserkraftwerken widerspricht klar dem Bundesgerichtsurteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023. Das Bundesgericht hält fest, dass die vollständige Entschädigung für Sanierungsmassnahmen (z. B. Geschiebehaushalt, Fischgängigkeit) *auch bei Grenzwasserkraftwerken* gilt – unabhängig vom Hoheitsanteil oder Konzessionsstatus.

Das Bundesgericht betont explizit, dass Verordnungsrecht nicht dazu verwendet werden darf, den gesetzgeberischen Willen einzuschränken oder zu unterlaufen. Auch die völkerrechtlichen Verpflichtungen, die die Schweiz und Deutschland mit Bezug auf den Schutz des Rheins eingegangen sind, seien für die Auslegung von Art. 34 EnG nicht beachtlich.

Eine Kürzung der Entschädigung auf dem Verordnungsweg scheint uns daher rechtswidrig.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 9 – Ausnahmen von den Untergrenzen bei Wasserkraftanlagen

² Nicht als Nebennutzungsanlage gilt eine Anlage, wenn:

- a. — eines der Anlagenteile, das sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dient wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist; oder
- b. für die Nebennutzung eine zusätzliche Wasserfassung erstellt wird.

Begründung:

Bei einer energetischen Mitnutzung müssen gewisse Anlagenteile zwangsläufig grösser dimensioniert werden als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist – etwa aufgrund höherer Drücke (Druckstösse, Einstauung) oder zur Minimierung von Leitungsverlusten durch grössere Durchmesser. Solche Anpassungen sind technisch notwendig und würden als Ausschlusskriterium die Nebennutzung unverhältnismässig einschränken.

Wir verstehen das Anliegen, reine Kraftwerksprojekte unter dem Vorwand einer anderen Hauptnutzung zu verhindern. Die vorgeschlagene Regelung schießt jedoch über das Ziel hinaus. Nebennutzungs-Kleinkraftwerke sind gut akzeptiert, ökologisch unbedenklich und ergänzen andere erneuerbare Technologien sinnvoll. Gerade bei bestehenden Infrastrukturen – z. B. Trinkwasserversorgungen – erlaubt eine erweiterte Wasserfassung eine effiziente, kostensenkende Doppelnutzung. Diese hybriden Projekte stärken die lokale Stromproduktion, senken die Kosten beider Nutzungen und fördern die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung – insbesondere bei Gemeinden und Versorgungswerken. Die geplante Regelung riskiert, diese dezentralen Projekte pauschal von der Förderung auszuschliessen, da viele unter den Schwellenwerten von 1 MW bzw. 300 kW liegen. Damit würde ein relevantes Potenzial an lokaler, erneuerbarer Energie ungenutzt bleiben. Jede zusätzliche Wasserfassung ist bereits bewilligungspflichtig und sollte nicht über die Energieförderungsverordnung reguliert werden.

Art. 30b^{bis} – Ausnahmen von den Untergrenzen bei Wasserkraftanlagen

³ Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als ~~30~~ **80** Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr **im Rahmen der früheren Nutzung noch** ~~in dem Masse~~ funktionsfähig ist, ~~dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.~~

Begründung:

Das verbleibende Potenzial der Wasserkraft liegt vor allem an Standorten mit früherer Nutzung. In der Positivplanung des Kantons Basel-Landschaft etwa sind viele Standorte seit über 30 Jahren stillgelegt – ähnlich etwa an der Sihl im Kanton Zürich. Zahlreiche Kleinwasserkraftwerke wurden zwischen den 1940er- und 1980er-Jahren ausser Betrieb genommen; erst mit neuen Förderinstrumenten setzte später eine Wiederbelebung ein. Zwar bestehen an diesen Standorten

oft noch einzelne Anlagenteile, etwa Wehre – diese sind jedoch meist nicht saniert. Aufgrund veränderter Betriebsbedingungen (z. B. höhere Ausbauwassermengen) und ökologischer Anforderungen (z. B. Geschiebehaushalt, Fischgängigkeit) müssen solche Anlagen in der Regel neu gebaut werden. Die vorgeschlagene neue Regelung hätte zur Folge, dass diese Standorte pauschal als Neuanlagen gelten – auch wenn sie auf bestehender Infrastruktur aufbauen. Projekte unter 300 kW würden dadurch von jeglicher Förderung ausgeschlossen und ein erheblicher Teil des heute noch bestehenden Wasserkraftpotenzials in der Folge ungenutzt bleiben.

Art. 30c – Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

² Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

- a. integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad, die ab dem 1. Januar 2022 in Betrieb genommen wurden;
- b. angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden;
- c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als 500 kWh pro kW **AC**-Leistung aufweisen, die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);
- d. grosse Photovoltaikanlagen über dauerhaften, bisher unüberdachten Parkplatzarealen (Parkflächenbonus).

Begründung:

Bst. a & b: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus abgeholt werden kann.

Bst. c: Da der bisherige Höhenbonus nie zur Anwendung kam, begrüßen wir die Einführung eines gezielten Winterstrombonus. Die vorgesehene Verdoppelung der Einmalvergütung bei doppelt so hoher Winterproduktion gegenüber dem Landesdurchschnitt ist ein sinnvoller Anreiz für winteroptimierte PV-Anlagen. Wir empfehlen jedoch, für die Berechnung der Winterproduktion die AC-Leistung (statt der DC-Leistung) als Referenzgrösse zu verwenden. Dies schafft gezielte Anreize für eine bewusst knappe Wechselrichterdimensionierung, wodurch Sommer-Peaks reduziert und Wintererträge erhöht werden können. Es gibt aus unserer Sicht zudem keinen nachvollziehbaren Grund, warum gebäudeverbaute Anlagen davon ausgeschlossen werden sollten. Wir beantragen, für den Winterstrombonus ausschliesslich die Winterstromproduktion als massgeblich zu definieren.

Art. 30d^{octies} Entscheid

² Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30d^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:

- a. der Standort der Anlage nicht dem **wesentlich vom** im Gesuch angegebenen entspricht **abweicht**.

Begründung:

Abs. 2 Bst. c: Es ist nicht ungewöhnlich, dass sich die genauen Standorte der Windenergieanlagen während den Planungsverfahren eines Windprojektes, die über 10 Jahre dauern, verändern. Dieser Umstand sollte angemessen berücksichtigt werden.

Art. 46u – Höchstbeitrag

Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46e Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.

Begründung:

Der politische Wille im Rahmen des Solarexpresses zielte darauf ab, den Zubau von 2 TWh alpiner Photovoltaik zu ermöglichen. Zu diesem Zweck wurde ein Fördermechanismus mit Investitionsbeiträgen von bis zu 60 Prozent vorgesehen. Auf dieser Grundlage wurden sodann innovative Grossprojekte entwickelt und angestossen. Mit der nun vorgeschlagenen Einführung einer absoluten Obergrenze für Förderbeiträge sollen die Rahmenbedingungen für die Förderung nun plötzlich verschärft werden. Diese neue Begrenzung steht im Widerspruch zum ursprünglichen politischen Ziel und verschlechtert die bereits heute herausfordernden wirtschaftlichen Bedingungen für alpine PV-Projekte zusätzlich. Für zahlreiche Projekte bedeutet dies faktisch das Aus.

Für Projektentwickler ist es sehr problematisch, wenn sich die Rahmenbedingungen noch während der Planungs- und Umsetzungsphase wiederholt und kurzfristig ändern. Investitionen in Infrastrukturen dieser Grössenordnung erfordern verlässliche und planbare Rahmenbedingungen.

Aus unserer Sicht besteht sodann keine sachliche Notwendigkeit, in der Verordnung eine zusätzliche Begrenzung der Förderung einzuführen, die über die bereits festgelegten maximalen 60 % hinausgeht. Wir beantragen entsprechend die Streichung von Artikel 46u sowie die entsprechenden Verweise in Artikel 46p und Artikel 108c.

Art. 61 – Anrechenbare Investitionskosten (Wasserkraft)

^{2bis} Maximal anrechenbar sind die folgenden Beträge, **wobei für die Ermittlung der Nettoproduktion die Energiemenge aus etwaigen Produktionsverlusten durch neu installierte Pumpen für den Umwälzbetrieb stets hinzuzurechnen ist:**

- a. bei Neuanlagen: 4 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion;
- b. bei erheblichen Erweiterungen, die einzig unter das Erheblichkeitskriterium von Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstabe a fallen: 2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erweiterung;
- c. bei erheblichen Erweiterungen, die unter ein Erheblichkeitskriterium gemäss Artikel 30b^{bis} Absatz 1 Buchstaben b–e fallen: 4 Millionen Franken pro GWh Mehrproduktion **unter Hinzurechnung der durch die bauliche Massnahme zusätzlichen speicherbaren Energiemenge** und 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion vor der Erweiterung;
- d. bei erheblichen Erneuerungen: 1,2 Millionen Franken pro GWh Nettoproduktion nach der Erneuerung.

^{2ter} **Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beträgen nach Absatz 2^{bis} sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.**

Begründung:

Abs. 2bis, Bst. b: Die Verwendung des Begriffs „Nettoproduktion“ kann dazu führen, dass gewisse Pumpspeicherkraftwerke – etwa Grimsel 4 – trotz Erfüllung des Erheblichkeitskriteriums gemäss Art. 30b^{bis} Abs. 1 Bst. a von der Förderung ausgeschlossen werden. Viele dieser Anlagen weisen geringe Mehrproduktion oder gar einen Nettoverbrauch auf, leisten jedoch einen systemrelevanten Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien durch ihre flexible Betriebsweise. Dies widerspräche dem Willen des Gesetzgebers: Nach Art. 26 Abs. 2 EnG kann der Bundesrat Pumpspeicheranlagen fördern, sofern zusätzlicher Speicherbedarf zur Integration erneuerbarer Energien besteht. Wir schlagen daher vor, den Begriff „Nettoproduktion“ im ersten Satz des Art. 2bis zu präzisieren oder explizit festzuhalten, dass Projekte zur Integration von PV- und Windenergie förderfähig sind. Der Erläuterungsbericht weist auf Seite 6 zudem eine uneinheitliche Terminologie auf: Während dort von „Nettoproduktion“ die Rede ist, wird gleichzeitig auf die „Gesamtproduktion nach der Erweiterung“ abgestellt – ein Begriff, der nicht eindeutig definiert ist bei dem unklar bleibt, ob er der Nettoproduktion entspricht.

Abs. 2bis, Bst. c: Wasserkraftprojekte wie Grimselsee oder Oberarsee erzeugen kaum zusätzliche Gesamtproduktion, jedoch eine substanziell höhere Winterproduktion. Wir begrüssen die Ergänzung im Anhang 6.1. Ziffer 4.3.1. Bst. b und c ausdrücklich, da ohne die Anrechnung der neu speicherbaren Energiemenge als Mehrproduktion entsprechende Projekte nicht oder nur kaum förderfähig wären. Auch hier ist sicherzustellen, dass Pumpspeicherkraftwerke nicht systematisch ausgeschlossen werden. Eine Übersicht über relevante Projekte liefert Anhang 9 des UREK-N-Berichts zur Analyse des Gletscherschmelzpotenzials vom 6.12.2024 (S. 25).

Ferner begrüssen wir ausdrücklich die Regelung zur Berechnung der massgeblichen Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen, die durch bauliche Massnahmen eine zusätzliche Speicherung von Energie ermöglichen. Es ist sachlich korrekt und zentral, dass in diesem Fall die zusätzlich gespeicherte Energiemenge zur massgeblichen Mehrproduktion hinzugerechnet wird. Ohne diese Anrechnung wäre der vorgesehene Höchstbetrag in der Praxis nicht praktikabel – das

Ziel, die Winterproduktion gezielt zu steigern, würde verfehlt. Zur Gewährleistung der Rechtssicherheit beantragen wir, diese wesentliche Präzisierung nicht nur im erläuternden Bericht, sondern ausdrücklich im Verordnungstext selbst festzuhalten.

Abs. 2ter: Auch wenn die vorgeschlagenen Höchstbeträge für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten grundsätzlich als angemessen und praktikabel erachtet werden, sollte eine gezielte Ausnahmemöglichkeit vorgesehen werden: Für den Fall, dass aus Sicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht – sei es zur Integration erneuerbarer Energien oder zur Stärkung der Versorgungssicherheit – soll das BFE im Einzelfall höhere Beiträge zulassen können. Diese Regelung folgt der Logik von Art. 26 Abs. 2 Satz 2 EnG zur Förderung von Pumpspeicherkraftwerken, mit dem Unterschied, dass hier dem BFE direkt der notwendige Handlungsspielraum eingeräumt wird.

Anhang 1.4 – 7 Übergangsbestimmungen

7.2 Zustimmung

Begründung:

Wir begrüßen die Verlängerung der Frist für die Inbetriebnahme von 2029 auf 2034. Sie gibt den Geothermie-Projektentwicklern (insb. AGEPP und Haute-Sorne) mehr Zeit, um administrative und politische Hindernisse anzugehen.

Anhang 2.1, Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen – Ziffer 2.7

2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad beträgt 400 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad beträgt 200 Franken pro kW.

2.7.3 Der Winterstrombonus beträgt:

- a. für Anlagen ohne Eigenverbrauch pro kW: 3.5 Franken multipliziert mit dem über die ersten drei vollen Betriebsjahre gemittelten spezifischen Winterstrommehrertrag;
- b. für Anlagen mit Eigenverbrauch pro kW: 2.5 Franken multipliziert mit dem über die ersten drei vollen Betriebsjahre gemittelten spezifischen Winterstrommehrertrag.

2.7.4 Der Parkflächenbonus beträgt ~~250~~ **350** Franken pro kW.

Begründung

Ziff. 2.7.1 / 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus beansprucht werden kann.

Ziff. 2.7.3: Zustimmung

Ziff. 2.7.4: In der Schweiz existieren mindestens 64 km² Parkflächen, die ein theoretisches Photovoltaik-Potenzial von 6-10 GWp bieten. Diese Solarcarports bieten viele Vorteile. Die Fahrzeuge sind durch die Überdachung geschützt und Ladestationen für die Elektromobilität können direkt in die Struktur integriert werden. Daraus resultiert eine ideale Doppelnutzung einer bereits bebauten Fläche. Aufgrund der grossen zur Verfügung stehenden Fläche und des Wachstums der Elektromobilität sollte dieses PV-Potenzial zur Zwischenzielerreichung möglichst umfassend realisiert werden. Im Allgemeinen gilt, je grösser der Solarcarport, desto tiefer sind die spezifischen Investitionskosten (CHF pro kWp installierter Leistung) und je grösser der Eigenverbrauch vor Ort, desto eher ist ein Solarcarport amortisiert. Für eine breite Umsetzung in der Schweiz ist die spezifische Förderung zu erhöhen, sodass auch kleinere Solarcarports ohne/mit tiefem Eigenverbrauch rentabel werden.

Anhang 2.4 – 2.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage

Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:

- a. (neu) **Die auszuführende Windmessmethodik, das -protokoll und die Auswertungsmethodik der Daten orientieren sich grundsätzlich an den technischen Richtlinien der «Measuring Network of Wind Energy Institutes» (Measnet) und der «Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien» (FGW).**
- a^{bis}. **Der Windmessmast ist Die nötigen Messinstallationen (bspw. Windmessmast oder LIDAR-Gerät) sind innerhalb des Parkperimeters zu errichten.**

Begründung:

Die Anforderungen an Windmessungen sollten standortspezifisch und verhältnismässig ausgestaltet werden. Ein genereller Zwang zur Errichtung teurer Windmessmasten ist nicht zielführend – insbesondere an Waldstandorten, wo deren Installation mit erheblichen Hürden und meist einer Rodungsbewilligung verbunden ist. Alternativen wie LIDAR- und SODAR-Messungen sind praxiserprobt, kosteneffizient und liefern zuverlässige Ergebnisse. In Ländern wie Österreich und Deutschland sind sie längst als gleichwertig anerkannt. Als fachliche Grundlage zur Auswahl und Überprüfung geeigneter Messmethoden empfehlen wir die FGW-Richtlinien sowie die Standards von Measnet, die laufend dem Stand der Technik angepasst werden.

Eine starre, einheitliche Mindestanforderung ist nur dann gerechtfertigt, wenn keine herstellerseitigen Ertragsgutachten vorliegen. In allen anderen Fällen sollte eine flexible, technologieneutrale Lösung möglich sein.

Anhang 2.4 – 3 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag

Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:

- a. Nachweis, dass der Standort des Projekts im kantonalen Richtplan für die Windenergienutzung vorgesehen ist **oder die Bereitschaft des Kantons besteht, den Standort zur Aufnahme im kantonalen Richtplan zu prüfen;**

Begründung:

Wir erachten es als zu einschränkend, dass Projektierungsbeiträge ausschliesslich für Standorte gesprochen werden können, die bereits im kantonalen Richtplan verankert sind. Dies erschwert die Prüfung neuer vielversprechender Standorte, die (noch) nicht im Richtplan aufgeführt sind. Da die kantonalen Richtpläne das Windenergiepotenzial bisher nur unvollständig abbilden, müssen neue Standorte weiterhin identifiziert und geprüft werden können. Neben der raumplanerischen Positivplanung sind auch projektspezifische, privat initiierte Bottom-up-Prozesse zentral – etwa im Kanton Solothurn, wo mehrere Projektideen auf eine Richtplanaufnahme warten. Gleiches gilt für Vorhaben in Industriegebieten, die oft noch keine entsprechende Planungsgrundlage haben.

Wir beantragen deshalb, dass ein Gesuch für Projektierungsbeiträge auch dann zulässig ist, wenn der betreffende Kanton über die Projektidee informiert ist und seine Bereitschaft erklärt, den Standort auf eine mögliche Aufnahme in den Richtplan zu prüfen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Priska Wismer-Felder
Co-Präsidentin



Christoph Schaar
Co-Präsident



Stefan Batzli
Geschäftsführer

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Ordonnance, article	+/- (¹)	Demandes	Commentaires, questions
OEneR Art. 9 al. 2 let. a	-	<p>Cet alinéa n'a pas lieu d'être et doit être supprimé</p> <p>Justification : Le véritable problème réside dans l'art. 26 al. 1 let. b et c de la LEne, ou l'art. 29a al. 1 let. a et b de la LEne, qui crée une distinction entre les installations hydroélectriques sur les cours d'eau et celles situées dans des infrastructures existantes (installation d'exploitation accessoire). Ainsi, la proposition formulée dans le projet mis en consultation conduit à ce que l'agrandissement d'infrastructures existantes ne soit plus défini comme une installation d'exploitation accessoire, ce qui supprime tout droit à l'encouragement. De plus, cela empêche toute optimisation de telles infrastructures et conduit à une utilisation partielle, voir au renoncement à l'utilisation, de ce potentiel énergétique existant.</p>	<p>Cette modification ne tient pas compte des réalités techniques. Certaines parties de l'installation doivent toujours être dimensionnées plus largement dans le cadre d'une utilisation énergétique que sans, car il en résulte par exemple des pressions nettement plus élevées (coup de bélier, absence de brise charge intermédiaire dissipant l'énergie, etc.). De même, les diamètres des conduites doivent généralement être plus grands afin de réduire les pertes de charge afin de rendre possible la production d'électricité. Cet alinéa revient à exclure la possibilité de tenir compte des impératifs liés à la production d'énergie, ce qui a pour conséquence, dans le meilleur des cas, de n'exploiter que partiellement ce potentiel, dans le pire des cas à renoncer à son exploitation.</p> <p>L'ADER peut comprendre l'intention du DETEC pour ce qui concerne la ressource en eau dans le cas où l'installation accessoire est liée à un captage d'eau (p.e. eau potable, irrigation). Il est en effet compréhensible que ce soit l'utilisation principale qui définit la quantité d'eau captée et non pas l'utilisation accessoire. Nous sommes cependant d'avis qu'il appartient à l'Autorité concédante de vérifier que cela est bien le cas. Dès lors, il n'est ni nécessaire, ni souhaitable d'introduire une condition telle que proposée dans le projet de révision de l'OEneR. On peut en outre relever que les centrales d'exploitation accessoire sont justement largement incontestées et très bien acceptées. Leur profil de production est complémentaire à celui des autres technologies de production d'électricité d'origine renouvelable.</p> <p>De plus, d'un point de vue écologique, capter plus d'eau que ce qui est nécessaire pour l'utilisation principale peut être sans conséquences, notamment par le fait que l'infrastructure nécessaire existe déjà et que souvent, le déversement de l'eau non utilisée pour la distribution d'eau potable ou l'irrigation se produit au réservoir, non à la source. L'utilisation hybride, par exemple l'approvisionnement en eau potable et la production d'électricité, est ainsi optimisée et les deux utilisations bénéficient globalement de coûts plus faibles. Parallèlement, la production locale et renouvelable d'électricité peut être augmentée. Les acteurs locaux, par exemple les communes et les gestionnaires d'eau potable, en profitent particulièrement et soutiennent ainsi plus largement la mise en œuvre de la stratégie énergétique au sein de la population.</p> <p>A relever que si la crainte du DETEC concerne la quantité d'eau prélevée, elle n'a pas lieu d'être dans les projets de turbinage d'eau usée, d'eau usée traitée, d'eau de drainage des tunnels par exemple.</p> <p>La réglementation proposée dans le projet mis en consultation aura pour effet d'exclure de tels projets de toute mesure d'encouragement (en partant du principe qu'une grande partie de ces projets se situe en dessous des limites de puissance définies dans la LEne, à savoir 1 MW ou 300 kW) et donc de ne pas permettre la valorisation d'un potentiel important et peu coûteux d'énergie renouvelable.</p>

¹ + : positif / - : proposition de changements / 0 : neutre

Ordonnance, article	+/- (²)	Demandes	Commentaires, questions
OEneR Art. 9 al. 2 let. b	-	Cet alinéa n'a pas lieu d'être et doit être supprimé	<p>L'intention de la nouvelle réglementation est compréhensible dans le sens où la production d'électricité de l'installation d'exploitation accessoire ne doit pas devenir l'utilisation principale. D'un autre côté, comme déjà argumenté sous let. a, cela crée une restriction artificielle dans l'optimisation de l'ensemble de l'infrastructure (utilisation principale et utilisation accessoire), et empêche ainsi de trouver la meilleure solution avec le meilleur rapport coût/bénéfice. Si une prise d'eau supplémentaire optimise l'utilisation de l'infrastructure existante par une production d'électricité nettement plus élevée, ce n'est pas seulement l'utilisation principale qui en profite (p. ex. l'approvisionnement en eau potable par des recettes supplémentaires et des synergies dans l'entretien, et donc une eau moins chère), mais aussi la production d'électricité).</p> <p>Une telle limitation conduirait par exemple à empêcher le soutien à des projets intégrés d'irrigation, d'enneigement artificiel, d'eau potable et de production hydroélectrique en région de montagne.</p> <p>Pour rappel, tout captage d'eau supplémentaire est soumis à autorisation et par conséquent à un examen approfondi par les autorités compétentes, ainsi qu'à une mise à l'enquête publique. Il n'y a donc pas lieu d'ajouter des restrictions en ce sens dans l'OEneR.</p> <p>Comme déjà mentionné sous let. a, si ces modifications ne sont pas retirées, ces projets perdront tous leurs droits à l'encouragement en raison des articles 26 et 29a de la LEn. Cela ne permettrait guère d'exploiter tout le potentiel disponible, ce qui ne doit pas être la voie à suivre compte tenu de l'ampleur du défi à relever d'ici 2050.</p>
OEneR Art. 30b ^{bis} al. 3	-	<p>La remise en service d'une installation n'est considérée comme un agrandissement ou une rénovation que si la mise à l'arrêt de l'installation ne remonte pas à plus de 30 80 ans et si la prise d'eau ou le barrage, au moins, sont encore suffisamment fonctionnels dans le cadre de l'utilisation antérieure pour qu'aucune reconstruction complète ne soit nécessaire pour la remise en service.</p>	<p>Le potentiel restant de la force hydraulique se situe en particulier là où il y a déjà eu une valorisation de la force hydraulique. Ainsi, dans la planification du canton de Bâle-Campagne, certains sites identifiés ne sont plus exploités depuis plus de 30 ans. C'est également le cas dans de nombreux autres cantons, par exemple sur la Sihl dans le canton de Zurich, sur la Birse dans le canton du Jura, ou sur l'Orbe dans le canton de Vaud. La plupart des petites centrales hydrauliques ont été fermées entre les années 40 et 80 avec l'essor du réseau électrique et la disponibilité d'une énergie abondante et bon marché, puis la tendance s'est inversée grâce aux nouvelles mesures d'encouragement.</p> <p>En règle générale, certaines parties de ces installations existent encore, comme par exemple le barrage, mais celui-ci n'est en général pas assaini. De plus, il est très probable que ces composants doivent être reconstruits en raison d'une modification du régime d'exploitation (en règle générale, débit plus élevé, c'est-à-dire nouveau dimensionnement des prises, canaux et conduites) ou d'un assainissement écologique (charriage et migration piscicole).</p> <p>Dans la pratique, le nouvel alinéa aura pour conséquence que tous les potentiels de développement encore existants seraient considérés comme de nouvelles installations et que ceux d'une puissance de moins de 300 kW ne recevraient plus aucune aide.</p> <p>Il est important de valoriser ces infrastructures existantes, indépendamment de la date à laquelle la production a pris fin, celle-ci étant dans les faits arbitraire.</p>
OEneR Art. 61 al. 2 ^{bis}	+		<p>L'adaptation et les valeurs maximales choisies sont compréhensibles. L'ADER soutient l'adaptation à condition que les valeurs maximales ne soient pas davantage abaissées.</p>

² + : positif / - : proposition de changements / 0 : neutre

Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Ordonnance, article	+/-	Demandes	Commentaires, questions
OEne Art.8 Installations hydroélectriques revêtant un intérêt national	-	<p>Art. 8 - Installations hydroélectriques revêtant un intérêt national</p> <p>¹ Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles atteignent:</p> <p>a. une la production moyenne attendue est d'au moins 20 5 GWh par an d'octobre à mars, ou [...]</p> <p>² Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si elles atteignent:</p> <p>a. une la production moyenne attendue est d'au moins 40 5 GWh par an d'octobre à mars, ou [...]</p>	<p>Bien que cet article ne fasse pas l'objet d'une modification dans le cadre de cette consultation, nous estimons qu'il faudrait saisir l'occasion pour le modifier afin de porter un accent particulier sur la production hydroélectrique hivernale.</p> <p>Compte tenu des défis à relever en matière de sécurité d'approvisionnement en hiver, L'ADER estime que l'application d'un intérêt national unique pour toutes les technologies renouvelables est un bon objectif. La production d'électricité durant le semestre d'hiver devrait être déterminante à cet égard. L'ADER demande donc que, comme pour l'énergie solaire, tous les projets produisant au moins 5 GWh d'électricité en hiver soient soumis à l'intérêt national.</p>
OEne Annexe 3 Ch. 3.2 Let. e	-	<p><i>Supprimer - selon la loi en vigueur</i></p>	<p>L'obligation d'assainissement écologique constitue une atteinte au droit d'utilisation de la force hydraulique accordé par la concession. C'est pourquoi la Confédération prend en charge le financement de telles mesures par le biais du supplément perçu sur le réseau. Si la Confédération oblige les centrales frontalières à procéder à un assainissement écologique, elle est par conséquent également responsable de la création des conditions-cadres nécessaires en collaboration avec l'État voisin concerné - notamment pour garantir que le concessionnaire suisse soit entièrement indemnisé.</p>

Eidgenössisches Department für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Bundesamt für Energie (BFE)
3003 Bern

Berne, le 23 Juin 2025

Mail : Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Procédure de Consultation 2025/24 sur OEneR, OApEI, OOSE et OEne

Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous donner l'occasion de prendre position sur l'ordonnance sur l'énergie (OEne) et l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). C'est avec plaisir que nous vous soumettons notre prise de position.

Nous comprenons la position du Conseil fédéral qui renonce à fixer des objectifs spécifiques pour la géothermie pour l'année 2030 en raison des développements actuels encore incertain. En tant qu'association faitière de la branche, nous serions heureux de pouvoir participer aux discussions lors de la révision des Perspectives énergétiques afin d'élaborer un objectif commun pour la production d'électricité géothermique d'ici 2050.

Nous approuvons la modification de l'annexe 1.4 de l'OEneR qui permettra aux deux projets encore en cours dans ce système de conserver la possibilité de toucher la rétribution de l'injection en émettant un avis de mise en service avant le 31 décembre 2034.

Tout en restant à votre entière disposition pour tout renseignement, nous vous prions de croire, Mesdames, Messieurs, en nos sentiments dévoués.



Vincent Badoux
Président a.i. Géothermie-Suisse



Jérôme Faessler
Directeur Géothermie-Suisse



Wädenswil, 17. Juli 2025

Per E-Mail:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Stellungnahme Vernehmlassung Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf Ihr Schreiben vom 14. April 2025 betreffend die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens in rubrizierter Angelegenheit inkl. Liste mit den Vernehmlassungsadressaten. Bereits in unserer Stellungnahme vom 24. Mai 2024 zu den Verordnungsentwürfen zur Umsetzung des Mantelerlasses haben wir Sie ersucht, die IG Solalpine bei Energiethemen auf die Vernehmlassungsliste zu nehmen. Leider sind wir mit unserem Anliegen ohne ersichtlichen Grund nicht durchgedrungen. Wir erneuern hiermit explizit unser Gesuch und bitten Sie, die IG Solalpine inskünftig bei Energievorlagen auf die offizielle Liste der Vernehmlassungsadressaten zu nehmen.

Die IG SOLALPINE ist ein Verein im Sinne von Art. 60 ff. des schweizerischen Zivilgesetzbuches und wurde im November 2021 mit Sitz in Wädenswil gegründet. Der Verein bezweckt die Projektierung des Baus von grossen Photovoltaikanlagen im schweizerischen Alpenraum. Der über der Nebelgrenze erzeugte Solarstrom soll insbesondere in den Wintermonaten helfen, den Eigenversorgungsgrad der Schweiz zu erhöhen. Für weitergehende Informationen siehe: <https://www.solalpine.ch/de/>

Zu den Entwürfen Revision Energieförderungsverordnung (EnFV) und Revision Energieverordnung (EnV) haben wir folgende Anträge:

1. Energieförderungsverordnung (EnFV)

Artikel 46p Absatz 1 Buchstabe d und Artikel 46u «Höchstbeitrag»

Antrag:

Artikel 46p Absatz 1 Buchstabe d EnFV und Artikel 46u EnFV sind ersatzlos zu streichen.

Begründung:

Artikel 46u EnFV sieht einen Höchstbeitrag für die Einmalvergütung von 3,5 Millionen Franken pro GWh der durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr vor. Dieser Höchstbeitrag kommt gemäss Artikel 46p Absatz 1 EnFV für die Einmalvergütung von Anlagen des

«Solarexpress» zum Tragen, falls dieser Wert im Vergleich zu den ungedeckten Kosten und den anrechenbaren Investitionskosten der tiefste Wert ist. Gemäss erläuterndem Bericht soll dieser Höchstbeitrag sicherstellen, dass die Fördergelder effizient eingesetzt werden, indem Projekte «mit sehr hohen Investitionskosten im Verhältnis zur Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht übermässig gefördert werden.

Artikel 71a EnG wurde am 30. September 2022 mit einem dringlichen Bundesgesetz ins Energiegesetz aufgenommen und trat am 1. Oktober 2022 in Kraft. Bis heute gab es keine Beschränkung in Form eines Höchstbeitrages pro GWh produziertem Winterstrom. Es gilt ausschliesslich der vom Parlament vorgegebene Maximalbeitrag von 60 Prozent der (anrechenbaren) Investitionskosten (Art. 71a Abs. 4 EnG; Art. 46j Bst. b EnFV). Mit der vorliegenden vorgeschlagenen Einführung eines Höchstbeitrages pro GWh produziertem Winterstrom werden die Spielregeln während des Spiels geändert und zwar in einem für die Weiterentwicklung der aufgegleisteten Projekte ganz zentralen Punkt. Dies verletzt die Investitions- und Rechtssicherheit in eklatanter Weise. In den vergangenen rund drei Jahren seit Inkrafttreten des Solarexpress wurden bis dato 22 Gesuche für Photovoltaik-Grossanlagen öffentlich aufgelegt (siehe: https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_AlpineSolaranlagen/; zuletzt besucht 26.06.25). Weitere Gesuche werden bis Ende Jahr noch folgen. Die Projektkosten bis zum Erhalt einer rechtskräftigen Baubewilligung betragen je nach Projekt zwischen 2 und 5 Millionen Franken. Diese Investitionen wurden getätigt im Bewusstsein und Vertrauen darauf, dass der Bund bis maximal 60 Prozent der Investitionskosten in Form von Subventionen unterstützt. Wir schätzen, dass von den aktuell aufgelegten Projekten rund die Hälfte betroffen ist. Mit dem in der Vernehmlassung neu vorgeschlagenen Höchstbeitrag werden damit bereits getätigte Investitionskosten in der Höhe eines mittleren zweistelligen Millionenbetrags gefährdet.

Die IG Solalpine hat Kenntnis von verschiedenen Projekten, die mit der Einführung eines Höchstbeitrages pro GWh Winterstrom in der Weiterentwicklung gefährdet wären. Je nach Anlagengrösse kann die Kürzung des Förderbeitrages bis 30 Prozent der gesamten Projektkosten ausmachen, wie nachfolgende Tabelle anhand von drei konkreten Beispielen zeigt:

Anlage	Investition, Mio. CHF	Davon anrechenbar, Mio CHF	Max. Subvention bisher, Mio CHF	Winterstrom, GWh	Max. Subvention neu, Mio. CHF	Verlust für Investor, Mio CHF
1	50		30	4.1	14.3	15.7
2	41.1	37.6	22.6	4.7	16.5	6.1
3	69.6		41.8	7.2	25.2	16.6

Die Inkaufnahme des Abbruchs von Projekten widerspricht den Intentionen des Parlamentes, das 2022 mit einem dringlichen Bundesgesetz den Solarexpress ins Energiegesetz aufgenommen hat. Dieses dringliche Bundesgesetz trägt den Namen «Dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter» (AS 2022 543). Sinn und Zweck dieses Gesetzes waren somit die möglichst schnelle Bereitstellung von Produktionskapazitäten im Winter. Dieser Geist geht auch klar aus den Voten in der parlamentarischen Beratung hervor (siehe: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=60754>). Mit der nun vorgeschlagenen Verordnungsänderung wird dieses Ziel unrechtmässig und entgegen dem parlamentarischen Willen sabotiert, indem mit einer neuen Subventionsdeckelung mit einschneidenden finanziellen Konsequenzen für viele laufende Projekte die Weiterentwicklung in Frage gestellt wird.

Die vorgeschlagene Verordnungsänderung ist auch klar gesetzeswidrig. Der Bundesrat besitzt die Kompetenz, Ausführungsbestimmungen auf Verordnungsebene zu erlassen (Art. 60 Abs. 3 EnG). In Artikel 71a Absatz 4 EnG wird er explizit ermächtigt, «die Ansätze im Einzelfall» festzulegen. Es findet sich aber keine Delegationskompetenz im Energiegesetz, die den Bundesrat ermächtigt, einen Höchstbeitrag einzuführen, der die vom Energiegesetz vorgegebene Maximallimite (60 Prozent der Investitionskosten) beschränkt. Hinzu kommt, dass es in der Beratung des Nationalrats bezüglich der Streichung der «10 Prozent-Regel» im Energiegesetz einen Minderheitsantrag Strupler, Egger Mike, Giezendanner, Graber, Guggisberg, Imark, Rüegger und Wasserfallen Christian gab, der auf Gesetzesstufe einen zusätzlichen Förderdeckel einführen wollte (siehe Fahne 23.051n: Frühjahrssession 2025 Nationalrat S. 34: <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2023/20230051/N3%20D.pdf>). Ziel dieses Antrages war es, die Höhe der Einmalvergütung auf 60 Prozent der Investitionskosten zu beschränken, «so weit die gesamten anrechenbaren Investitionskosten ... nicht mehr als 4'000.00 CHF pro kW betragen und 20 Rp. pro kWh nicht überschreiten». Dieser Minderheitsantrag wurde in der Abstimmung klar mit 125:71 Stimmen abgelehnt (siehe: AB 2025 N 59), womit sich das Parlament explizit gegen die Einführung eines zusätzlichen Förderdeckels ausgesprochen hat. Was im Parlament explizit abgelehnt wurde, kann der Bundesrat nicht wieder auf Verordnungsebene einführen. Die vorgeschlagene Verordnungsänderung hat keine gesetzliche Grundlage und widerspricht dem expliziten Willen des Gesetzgebers.

Als Argument für die Einführung eines Förderdeckels könnte angeführt werden, dass das Parlament selber mit der Streichung des Kriteriums, dass bis Ende 2025 mindestens teilweise Strom ins Netz eingespeist werden könne («10 Prozent-Regel»), die Spielregeln geändert habe. Diese Argumentation verkennt allerdings, dass zwischen der Streichung der 10 Prozent-Regel und der Einführung eines Subventionsdeckels kein sachlicher Zusammenhang besteht. Das Parlament hat die Streichung der 10 Prozent-Regel gerade deswegen vorgenommen, weil es die wegen der knappen Frist gefährdeten Projekte im Sinne von Ziel und Zweck des dringlichen Bundesgesetzes (kurzfristige Bereitstellung von Winterstrom) retten wollte. Die vorliegend vorgeschlagene Verordnungsänderung geht genau in die entgegengesetzte Richtung und bringt, wie dargelegt, viele Projekte zu Fall. Auch das im erläuternden Bericht angeführte Argument des effizienten Einsatzes von Fördergeldern ist im vorliegenden Fall kein adäquates Kriterium. Nebst dem Ziel der kurzfristigen Bereitstellung von Winterstrom geht es mit den Anlagen im Solarexpress primär auch darum, erste wichtige Bau- und Betriebserfahrungen mit einer neuen Technologie zur besseren Risikobewertung zu sammeln. Schliesslich ist auch das Argument, dass Anlagen, die bis Ende 2025 10 Prozent Elektrizität einspeisen können, von der Kürzung nicht betroffen sind, nicht stichhaltig. Die Risiken eines frühen Wintereinbruchs oder einer verzögerten oder schadhafte Materiallieferung bleiben bestehen.

2. Energieverordnung (EnV)

Artikel 9a Absatz 2 und 3 EnV

Anträge:

²Neue Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens **2 GWh** beträgt.

³Bestehende Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder die Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März von mindestens **2 GWh** erreichen.

Begründung:

Wir sind uns bewusst, dass diese Bestimmung in der aktuell laufenden Vernehmlassung nicht zur Disposition steht. Andere Bestimmungen der EnV sollen aber mit den vorliegenden Vorschlägen revidiert werden, weshalb wir uns erlauben, auch zu Artikel 9a Absatz 2 EnV einen (sehr wichtigen) Änderungsantrag zu stellen.

Bereits in unserer Stellungnahme vom 24. Mai 2024 zu den Verordnungsentwürfen zum Mantelerlass haben wir darauf hingewiesen, dass die Limite von 5 GWh Winterstrom viel zu hoch ist. Diese Limite entspricht ungefähr jener des «Solarexpress» für alpine Anlagen. Die bisherigen Erfahrungen zeigen jedoch, dass kleinere alpine Freiflächenanlagen vielfach sinnvoller und rascher realisierbar sind (Netzanschluss) und bei der Bevölkerung auf höhere Akzeptanz stossen. Im Rahmen der durchgeführten und noch laufenden Baubewilligungsverfahren mussten zahlreiche Projekte redimensioniert werden (Wildtierschutz, Schutz seltener Pflanzen, Schutz vor Lawinen usw.). Zudem gilt es in Betracht zu ziehen, dass es auch in den Jurahöhen durchaus sinnvolle Standorte gibt, auf denen die Produktionswerte aber etwa 30% tiefer liegen als bei alpinen Standorten. Entsprechend beantragen wir, auf diese Limiten nochmals zurückzukommen und sowohl für neue Solaranlagen als auch für Erweiterungen und Erneuerungen auf 2 GWh Winterstrom zu senken.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen



Ruedi Kriesi, Dr. sc. techn. ETH
IG SOLALPINE, Präsident



Renato Tami, Rechtsanwalt und Notar
IG SOLALPINE, Vizepräsident

Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK,
Bundesamt für Energie, BFE
3003 Bern

Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Yverdon-les-Bains, 18.07.2025

**Vernehmlassungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten
am 1. Januar 2026**

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti,
Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir möchten uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme bedanken. Der Verein InfraWatt beschäftigt sich mit der Energienutzung aus Abwasser, Abfall, Abwärme und Trinkwasser, mit dem Ziel, die Energieeffizienz und die erneuerbare Energieproduktion in diesen Bereichen weiter zu steigern und einen Beitrag zur Energiewende sowie zur CO₂-Netto-Null-Strategie zu leisten. Seit 2010 haben sich zu diesem Zweck die 4 Fachverbände SVGW, TNS, VBSA und VSA unter einem Energiedach zusammengeschlossen.

Aufgrund unserer Erfahrung mit der Energienutzung aus Abwasser, Abfall, Abwärme und Trinkwasser lassen wir Ihnen hiermit folgende Änderungsvorschläge zukommen.

Energieverordnung (EnV)

Wir begrüssen die Festlegung von Zwischenzielen für den Ausbau von erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windenergieanlagen) gemäss Art. 1a.

Energieförderverordnung (EnFV)

Wir heissen die Fristverlängerung für weit fortgeschrittene Geothermieprojekte um 5 Jahre bis zum 31. Dezember 2034 (Anhang 1.4, Ziffer 7.2) gut.

Weiterhin finden Sie zu den Artikeln 9 und 30b^{bis} im Folgenden eine detaillierte Stellungnahme.

Art. 9, Abs. 2, Bst. a

Vernehmlassungsentwurf

²Nicht als Nebennutzungsanlage gilt eine Anlage, wenn:

- a. eines der Anlagenteile, das sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dient wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist; oder
- b. für die Nebennutzung eine zusätzliche Wasserfassung erstellt wird.

Antrag

Streichen von Art. 9, Abs.2, Bst. a.

²Nicht als Nebennutzungsanlage gilt eine Anlage, wenn:

- ~~a. eines der Anlagenteile, das sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dient wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist; oder~~
- b. für die Nebennutzung eine zusätzliche Wasserfassung erstellt wird.

Begründung

In EnG Art. 26 Abs. 1 Bst. b und c sowie EnG Art. 29a Abs. 1 Bst. a und b wird eine Differenzierung zwischen Wasserkraftanlagen an Fliessgewässern und solchen in bestehenden Infrastrukturen (Nebennutzungen) vorgenommen. Die im Vernehmlassungsentwurf geplante Änderung hätte zur Folge, dass Erweiterungen bestehender Anlagen nicht mehr als Nebennutzung gelten und somit keine Förderansprüche mehr bestehen. Dies würde nicht nur die Systemoptimierung solcher Infrastrukturen behindern, sondern auch dazu führen, dass die vorhandenen Energiepotenziale nicht optimal ausgeschöpft werden. Im Zusammenhang mit einer energetischen Nutzung müssen immer gewisse Anlagenteile grösser dimensioniert werden als ohne energetische Nutzung: So müssen zum Beispiel meist grössere Leitungsdurchmesser verwendet werden, um die Druckverluste in der Leitung zu reduzieren.

Aus ökologischer Perspektive ist es absolut unbedenklich, mehr Wasser zu fassen, als nur für die Hauptnutzung erforderlich wäre, insbesondere, da die dafür erforderliche Infrastruktur bereits besteht. Hybride Nutzungen, wie die Kombination von Trinkwasserversorgung und Energieerzeugung, führen zu einer effizienteren Infrastrukturnutzung und Kostensenkungen für beide Bereiche. Gleichzeitig steigt die lokale Produktion erneuerbaren Stroms, wovon vor allem Gemeinden und Wasserversorger profitieren. Dies stärkt auch die öffentliche Unterstützung für die Energiestrategie. Die vorgeschlagene Änderung könnte dazu führen, dass solche Projekte keine Förderung mehr erhalten. Da die meisten dieser Anlagen

gen unter den im EnG festgelegten Grenzen von 1 MW bzw. 300 kW liegen, würden sie möglicherweise gänzlich verhindert.

InfraWatt versteht die Intention des UVEK, die Hauptnutzung an der gefassten Wassermenge zu orientieren und Missbräuche zu verhindern, bei denen unter dem Vorwand einer Hauptnutzung ein verstecktes Wasserkraftwerk entsteht. Allerdings geniessen gerade Nebennutzungs-Kraftwerke breite Akzeptanz und sind kaum umstritten. Ihr Erzeugungsprofil ergänzt sich ideal mit anderen erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien. **Mit Änderung der Verordnung entsprechend des Vorschlages ginge ein bedeutendes und leicht erschliessbares Potenzial für erneuerbare Energien verloren.**

Art. 9 Abs. 2, Bst. b

Vernehmlassungsentwurf

²Nicht als Nebennutzungsanlage gilt eine Anlage, wenn:

- a. eines der Anlagenteile, das sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dient wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist; oder
- b. für die Nebennutzung eine zusätzliche Wasserfassung erstellt wird.

Antrag

Streichen von Art. 9, Abs.2, Bst. b.

²Nicht als Nebennutzungsanlage gilt eine Anlage, wenn:

- a. eines der Anlagenteile, das sowohl der Haupt- als auch der Nebennutzung dient wie Wasserfassungen, Druckleitungen und Speicher grösser dimensioniert sind, als dies für die Hauptnutzung erforderlich ist; oder
- b. ~~für die Nebennutzung eine zusätzliche Wasserfassung erstellt wird.~~

Begründung

Die geplante Regelung ist grundsätzlich verständlich, da verhindert werden soll, dass die „Nebennutzung Energieproduktion“ zur Hauptnutzung aufgewertet wird. Wie jedoch bereits weiter oben dargelegt, führt diese Einschränkung zu einer unnötigen Begrenzung der Gesamtoptimierung der Infrastruktur – also von Haupt- und Nebennutzung – und verhindert damit die wirtschaftlich und technisch beste Lösung.

Wenn eine zusätzliche Wasserfassung die bestehende Infrastruktur durch deutlich höhere Energieproduktion effizienter nutzt, profitieren beide Seiten:

- Die Hauptnutzung (z. B. Trinkwasserversorgung) durch Mehreinnahmen, Synergien bei der Instandhaltung und damit langfristig günstigeres Wasser.
- Die Energieproduktion, die ohne grossen Mehraufwand einen Beitrag zur erneuerbaren Stromversorgung leistet.

Jede zusätzliche Wasserfassung unterliegt bereits einer Bewilligungspflicht. Eine zusätzliche Einschränkung über die Energieförderungsverordnung ist daher unnötig. Wie weiter oben erläutert, entfallen durch EnG Art. 26 und 29a ohnehin alle Förderansprüche für solche Projekte. Die Folge wäre, dass ein Grossteil des verfügbaren Ausbaupotenzials ungenutzt bliebe. **Angesichts der ambitionierten Energieziele bis 2050 wäre dies ein kontraproduktiver Schritt. InfraWatt betont an dieser Stelle nochmals, dass solche Pro-**

jekte einen raschen, kosteneffizienten und breit akzeptierten Beitrag zur Energieerzeugung leisten können – und daher nicht zusätzlich erschwert werden sollten.

Art. 30b^{bis} Abs. 3

Vernehmlassungsentwurf

³Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 30 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.

Antrag

Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger **als 80 Jahre** zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr **im Rahmen der früheren Nutzung** noch funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.

Begründung

Das verbleibende Potenzial der Wasserkraft befindet sich an Standorten, wo früher bereits Nutzungen existierten:

- Im Kanton BL sind in der Positivplanung ausgewiesene Standorte teilweise seit 30+ Jahren ungenutzt
- Ähnliche Situationen bestehen in anderen Kantonen, etwa an der Sihl (ZH)
- Die meisten Stilllegungen von Kleinwasserkraftwerken erfolgten 1940-1980
- Erst spätere Förderinstrumente bewirkten eine Renaissance

Bei diesen Anlagen bestehen in der Regel zwar noch einzelne Anlagenteile, wie bspw. das Wehr, dieses ist jedoch oft nicht saniert. Zudem ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Komponenten aufgrund eines veränderten Betriebspunkts (in der Regel höhere Ausbaumengen, das heisst neue dimensionierte Fassung, Kanäle und Rohre) oder ökologischer Sanierung (Geschiebe- und Fischgängigkeit) neu gebaut werden müssen, sehr hoch.

Die geplante Gesetzesänderung hätte fatale Folgen und würde praktisch bedeuten:

1. Alle Wiederinbetriebnahmen gelten als Neuanlagen
2. Anlagen unter 300 kW verlieren jeglichen Förderanspruch
3. Damit würde das wichtigste Ausbaupotenzial systematisch blockiert

InfraWatt warnt: Diese Regelung widerspricht fundamental den energiepolitischen Zielen der Schweiz und würde wertvolle Ressourcen ungenutzt lassen.

Wir hoffen, Sie bei Ihren Bemühungen mit unseren Vorschlägen unterstützen zu können.

Freundliche Grüsse



Stefan Müller-Altermatt
Präsident InfraWatt, Nationalrat



Carsten Palkowski
Stellvertr. Geschäftsführung InfraWatt



Our passion, your solution.

Département fédéral de l'environnement, des transports de l'énergie et de la communication
DETEC
3003 Berne
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Montcherand, le 21 juillet 2025

Réf : 250721 Consultation - position Mhylab Rev0.docx/VD/AC

Concerne : **Modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026 - Prise de position de Mhylab**

Monsieur le Conseiller fédéral,
Madame, Monsieur,

Par ce courrier, Mhylab (Fondation du laboratoire de mini hydraulique de Montcherand), bien que ne faisant pas partie de la liste des destinataires officiellement consultés, souhaite s'exprimer sur les modifications d'ordonnances relevant du domaine de l'Office fédéral de l'énergie et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026, plus particulièrement sur l'OEneR et l'OEne.

Fondée en 1993, avec le soutien de l'OFEN, la Fondation Mhylab est un centre de compétences dédié à la petite hydroélectricité, responsable du mandat InfoEnergie dans ce domaine, sous mandat de l'OFEN depuis 1995. Outre des activités d'ingénierie, Mhylab a conçu plus de 320 turbines réalisées par divers constructeurs et installées de par le monde, dont 191 actuellement en service en Suisse, ce qui représente une puissance installée de 38 MW et une production électrique de 170 GWh/an sur sol helvétique. De plus, Mhylab assure le mandat de secrétariat romand de l'association Swiss Small Hydro, représentative de la petite hydroélectricité suisse.

En outre, notre fondation accompagne et conseille les exploitants et porteurs de projets de petite hydroélectricité, dont de nombreuses collectivités publiques. Nous sommes par conséquent d'avis que notre expertise et notre activité quotidienne nous permettent de contribuer à ce débat.

Suite à l'étude des avant-projets de modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) et de l'ordonnance sur l'énergie (OEne), d'avril 2025, pour ce qui concerne la petite hydraulique, Mhylab vous fait part de ses conclusions énoncées dans le document en annexe. Nous relevons qu'elles sont par ailleurs en parfaite adéquation avec la prise de position, que nous soutenons pleinement, de l'association représentative de la branche, Swiss Small Hydro.

De manière synthétique, nos principales revendications sont les suivantes :

- Il n'y a pas lieu d'édicter des conditions supplémentaires pour les contributions d'investissements dans les centrales hydroélectriques situées dans des infrastructures existantes, c'est-à-dire considérées comme étant « des installations d'exploitation accessoire » (OEneR, art. 9, al. 2,).
- Il n'y a pas lieu d'ajouter des conditions supplémentaires pour la remise en service d'anciennes utilisations de la force hydraulique (OEneR, art. 30b^{bis} al. 3).

Dans ces deux cas de figure, les conditions figurant dans l'ordonnance en vigueur sont suffisantes et ont fait leurs preuves en permettant de lancer ou relancer de nombreux projets s'inscrivant parfaitement dans la stratégie du développement durable de l'énergie hydraulique, que cela soit au niveau national ou dans les plans d'action cantonaux. Ajouter des conditions supplémentaires n'aura pas d'autre effet que de limiter, voire annihiler le développement de cette valorisation énergétique.

Tout en vous remerciant de bien vouloir tenir compte de notre prise de position lors de la poursuite du traitement de ce dossier, nous vous prions, Monsieur le Conseiller fédéral, Madame, Monsieur, de bien vouloir accepter nos respectueuses salutations.



Vincent Denis
Directeur de la Fondation



Aline Choulot
Responsable InfoEnergie

Annexes : Commentaires et demandes de modification des adaptations proposées dans les avant-projets de l'OEneR et de l'OEne pour ce qui concerne la petite hydraulique.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Ordonnance, article	+/- (¹)	Demandes	Commentaires, questions
OEneR Art. 9 al. 2 let. a	-	<p>Cette lettre a n'a pas lieu d'être et doit être supprimée.</p> <p>Justification : Le véritable problème réside dans l'art. 26 al. 1 let. b et c de la LEne, ou l'art. 29a al. 1 let. a et b de la LEne, qui crée une distinction entre les installations hydroélectriques sur les cours d'eau et celles situées dans des infrastructures existantes (installation d'exploitation accessoire). Ainsi, la proposition formulée dans le projet mis en consultation conduit à ce que l'agrandissement d'infrastructures existantes ne soit plus défini comme une installation d'exploitation accessoire, ce qui supprime tout droit à l'encouragement. De plus, cela empêche toute optimisation de telles infrastructures et conduit à une utilisation partielle, voir au renoncement à l'utilisation, de ce potentiel énergétique existant.</p>	<p>Cette modification ne tient pas compte des réalités techniques. Certaines parties de l'installation doivent toujours être dimensionnées plus largement dans le cadre d'une utilisation énergétique que sans, car il en résulte par exemple des pressions nettement plus élevées (coup de bélier, absence de brise charge intermédiaire dissipant l'énergie, etc.). De même, les diamètres des conduites doivent généralement être plus grands afin de réduire les pertes de charge afin de rendre possible la production d'électricité. Cet alinéa revient à exclure la possibilité de tenir compte des impératifs liés à la production d'énergie, ce qui a pour conséquence, dans le meilleur des cas, de n'exploiter que partiellement ce potentiel, dans le pire des cas à renoncer à son exploitation.</p> <p>Mhylab peut comprendre l'intention du DETEC pour ce qui concerne la ressource en eau dans le cas où l'installation accessoire est liée à un captage d'eau (p.e. eau potable, irrigation). Il est en effet compréhensible que ce soit l'utilisation principale qui définisse la quantité d'eau captée et non pas l'utilisation accessoire. Nous sommes cependant d'avis qu'il appartient à l'Autorité concédante de vérifier que cela est bien le cas. Dès lors, il n'est ni nécessaire, ni souhaitable d'introduire une condition telle que proposée dans le projet de révision de l'OEneR. On peut en outre relever que les centrales d'exploitation accessoire sont justement largement incontestées et très bien acceptées. Leur profil de production est complémentaire à celui des autres technologies de production d'électricité d'origine renouvelable.</p> <p>De plus, d'un point de vue écologique, capter plus d'eau que ce qui est nécessaire pour l'utilisation principale peut être sans conséquences, notamment par le fait que l'infrastructure nécessaire existe déjà et que souvent, le déversement de l'eau non utilisée pour la distribution d'eau potable ou l'irrigation se produit au réservoir, non à la source. L'utilisation hybride, par exemple l'approvisionnement en eau potable et la production d'électricité, est ainsi optimisée et les deux utilisations bénéficient globalement de coûts plus faibles. Parallèlement, la production locale et renouvelable d'électricité peut être augmentée. Les acteurs locaux, par exemple les communes et les gestionnaires d'eau potable, en profitent particulièrement et soutiennent ainsi plus largement la mise en œuvre de la stratégie énergétique au sein de la population.</p> <p>À relever que si la crainte du DETEC concerne la quantité d'eau prélevée, elle n'a pas lieu d'être dans les projets de turbinage d'eaux usées, d'eaux usées traitées, d'eau de drainage des tunnels par exemple.</p> <p>La réglementation proposée dans le projet mis en consultation aura pour effet d'exclure de tels projets de toute mesure d'encouragement (en partant du principe qu'une grande partie de ces projets se situe en dessous des limites de puissance définies dans la LEne, à savoir 1 MW ou 300 kW) et donc de ne pas permettre la valorisation d'un potentiel important et peu coûteux d'énergie renouvelable.</p>

¹ + : positif / - : proposition de changements / 0 : neutre

Ordonnance, article	+/- (²)	Demandes	Commentaires, questions
OEneR Art. 9 al. 2 let. b	-	Cette lettre b n'a pas lieu d'être et doit être supprimée.	<p>L'intention de la nouvelle réglementation est compréhensible dans le sens où la production d'électricité de l'installation d'exploitation accessoire ne doit pas devenir l'utilisation principale. D'un autre côté, comme déjà argumenté sous let. a, cela crée une restriction artificielle dans l'optimisation de l'ensemble de l'infrastructure (utilisation principale et utilisation accessoire), et empêche ainsi de trouver la meilleure solution avec le meilleur rapport coût/bénéfice. Si une prise d'eau supplémentaire optimise l'utilisation de l'infrastructure existante par une production d'électricité nettement plus élevée, ce n'est pas seulement l'utilisation principale qui en profite (p. ex. l'approvisionnement en eau potable par des recettes supplémentaires et des synergies dans l'entretien, et donc une eau moins chère), mais aussi la production d'électricité).</p> <p>Une telle limitation conduirait par exemple à empêcher le soutien à des projets intégrés d'irrigation, d'enneigement artificiel, d'eau potable et de production hydroélectrique en région de montagne.</p> <p>Pour rappel, tout captage d'eau supplémentaire est soumis à autorisation et par conséquent à un examen approfondi par les autorités compétentes, ainsi qu'à une mise à l'enquête publique. Il n'y a donc pas lieu d'ajouter des restrictions en ce sens dans l'OEneR.</p> <p>Comme déjà mentionné sous let. a, si ces modifications ne sont pas retirées, ces projets perdront tous leurs droits à l'encouragement en raison des articles 26 et 29a de la LEne. Cela ne permettrait guère d'exploiter tout le potentiel disponible, ce qui ne doit pas être la voie à suivre compte tenu de l'ampleur du défi à relever d'ici 2050.</p>
OEneR Art. 30b ^{bis} al. 3	-	<p>La remise en service d'une installation n'est considérée comme un agrandissement ou une rénovation que si la mise à l'arrêt de l'installation ne remonte pas à plus de 30 80 ans et si la prise d'eau ou le barrage, au moins, sont encore suffisamment fonctionnels dans le cadre de l'utilisation antérieure pour qu'aucune reconstruction complète ne soit nécessaire pour la remise en service.</p>	<p>Le potentiel restant de la force hydraulique se situe en particulier là où il y a déjà eu une valorisation de la force hydraulique. Ainsi, dans la planification du canton de Bâle-Campagne, certains sites identifiés ne sont plus exploités depuis plus de 30 ans. C'est également le cas dans de nombreux autres cantons, par exemple sur la Sihl dans le canton de Zurich, sur la Birse dans le canton du Jura, ou sur l'Orbe dans le canton de Vaud. La plupart des petites centrales hydrauliques ont été fermées entre les années 40 et 80 avec l'essor du réseau électrique et la disponibilité d'une énergie abondante et bon marché, puis la tendance s'est inversée grâce aux nouvelles mesures d'encouragement.</p> <p>En règle générale, certaines parties de ces installations existent encore, comme par exemple le barrage, mais celui-ci n'est en général pas assaini. De plus, il est très probable que ces composants doivent être reconstruits en raison d'une modification du régime d'exploitation (en règle générale, débit plus élevé, c'est-à-dire nouveau dimensionnement des prises, canaux et conduites) ou d'un assainissement écologique (charriage et migration piscicole).</p> <p>Dans la pratique, le nouvel alinéa aura pour conséquence que tous les potentiels de développement encore existants seraient considérés comme de nouvelles installations et que ceux d'une puissance de moins de 300 kW ne recevraient plus aucune aide.</p> <p>Il est important de valoriser ces infrastructures existantes, indépendamment de la date à laquelle la production a pris fin, celle-ci étant dans les faits arbitraire.</p>

² + : positif / - : proposition de changements / 0 : neutre

OEneR Art. 61 al. 2 ^{bis}	+		L'adaptation et les valeurs maximales choisies sont compréhensibles. Mhylab soutient l'adaptation à condition que les valeurs maximales ne soient pas davantage abaissées.
--	---	--	--

Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Ordonnance, article	+/- (³)	Demandes	Commentaires, questions
OEne Art.8	-	<p>Art. 8 - Installations hydroélectriques revêtant un intérêt national</p> <p>¹ Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles atteignent:</p> <p>a. une la production moyenne attendue est d'au moins 20 5 GWh par an d'octobre à mars, ou [...]</p> <p>² Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si elles atteignent:</p> <p>a. une la production moyenne attendue est d'au moins 40 5 GWh par an d'octobre à mars, ou [...]</p>	<p>Bien que cet article ne fasse pas l'objet d'une modification dans le cadre de cette consultation, nous estimons qu'il faudrait saisir l'occasion pour le modifier afin de porter un accent particulier sur la production hydroélectrique hivernale.</p> <p>Compte tenu des défis à relever en matière de sécurité d'approvisionnement en hiver, Mhylab estime que l'application d'un intérêt national unique pour toutes les technologies renouvelables est un bon objectif. La production d'électricité durant le semestre d'hiver devrait être déterminante à cet égard. Mhylab demande donc que, comme pour l'énergie solaire, tous les projets produisant au moins 5 GWh d'électricité en hiver soient soumis à l'intérêt national.</p>
OEne Annexe 3 Ch. 3.2 let. e	-	<i>À supprimer - selon la loi en vigueur</i>	L'obligation d'assainissement écologique constitue une atteinte au droit d'utilisation de la force hydraulique accordé par la concession. C'est pourquoi la Confédération prend en charge le financement de telles mesures par le biais du supplément perçu sur le réseau. Si la Confédération oblige les centrales frontalières à procéder à un assainissement écologique, elle est par conséquent également responsable de la création des conditions-cadres nécessaires en collaboration avec l'État voisin concerné - notamment pour garantir que le concessionnaire suisse soit entièrement indemnisé.

³ + : positif / - : proposition de changements / 0 : neutre



Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per E-Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 21. Juli 2025

**Stellungnahme der Schweizerischen Vereinigung für Sonnenenergie SSES zu
Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit
Bundesratsbeschluss im November 2025**

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zu den geplanten Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025 zu äussern. Dabei werden wir auf den folgenden Seiten auf die aus unserer Sicht wesentlichen Punkte eingehen. Die SSES schliesst sich im Übrigen der Stellungnahme des Verbands der unabhängigen Energieerzeuger VESE an.

Die Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie SSES mit rund 4000 Mitgliedern setzt sich seit 50 Jahren für die Förderung der Sonnenenergie sowie die Energiewende ein. Der schweizweit in 11 Regional- und Fachgruppen strukturierte Verein möchte seine Vision «Für eine Schweiz, 100% erneuerbar» mit Hilfe diverser Projekte und Angebote sowie durch Sensibilisierung, Information und politische Arbeit umsetzen. Wir nehmen dabei im Besonderen die Interessen und Bedürfnisse der Solaranlagenbesitzenden wahr.

Für Rückfragen und weitere Auskünfte stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit sonnigen Grüssen

Urs Scheuss, Geschäftsleiter SSES



Wir begrüßen die vorgeschlagenen Zwischenziele bis 2030 für die erneuerbare Stromproduktion. Die Photovoltaik soll zu mehr als 80% an die Zielerreichung beitragen. Wir stellen allerdings fest, dass die vorgeschlagenen Änderungen nicht ausreichen, um die gesetzten Ziele zu erreichen.

Das vorgesehene Ausbauziel für Photovoltaik bis 2030 beträgt 18,7 TWh/a. Das entspricht einem Zubau von 2 bis 2,5 GW PV pro Jahr. Doch dass dieser Zubau ohne stabilere Rahmenbedingungen gelingen wird, bezweifeln wir – dies auch vor dem Hintergrund des aufgrund schlechter Rahmenbedingungen miserablen Ergebnisses der ersten Auktion für die gleitende Marktprämie GMP sowie der aktuell katastrophalen PV-Auftragsrückgängen und Insolvenzen in der Solarbranche. Theoretisch wäre das Ziel gut erreichbar, wie das Wachstum in den Jahren 2023 und 2024 gezeigt hat.

Solarbremsen lösen

Damit der Zubau wieder zunimmt und nicht weiter einbricht, empfehlen wir, die folgenden, von der SSES identifizierten «Solarbremsen» gezielt und schnell anzugehen resp. zu lösen. Damit würden schätzungsweise 80% der geeigneten Flächen auf Bauten praktisch von selbst, ohne eingreifende Massnahmen mit Solaranlagen ausgestattet:

- Starke Verunsicherung wegen komplexer Regulierungen aufgrund Mantelerlass. Selbst Fachleute verstehen die Vorlagen zur Umsetzung nicht mehr.
- Fokus auf alpine Anlagen und AKW suggerieren den Privaten und KMU: «Euch braucht es nicht mehr».
- Dauernde Berichte über «Sommerstrom»-«Überschüsse» etc. sind Gift und erst noch falsch: PV produziert 30% «Winterstrom», es gibt keine «Überschüsse», sondern «potentielle Energie».
- Die Strommangellage ist nicht eingetreten. Dies suggeriert: «Es hat immer und überall genug Strom», wobei vergessen geht, dass der Strombedarf, sollten nicht endlich griffige Effizienz- und Suffizienzmassnahmen umgesetzt werden, wohl eher zunehmen wird.
- Unsicherheiten werden durch falsche Kommunikation geschaffen: Vor zehn Jahren «baut Gas», heute «Gas ist schlecht, baut Wärmepumpen». Vor fünf Jahren «baut Solar, es braucht euch» - heute «AKW, Stromabkommen und alpine Anlagen sind notwendig, Anlagen auf Häusern sollen nur für den Eigenverbrauch dimensioniert werden».
- Kommunikation: «Stromabkommen schafft Versorgungssicherheit» - anstatt: «PV-Zubau im Inland schafft Versorgungssicherheit»
- Berichte von Investitionsruinen (Ein Beispiel aus dem Thurgau: Bauernhof hatte 2022 200'000 CHF in PV-Anlage investiert, weil ihm der Solarteur vorgerechnet hatte, wie schnell sich das amortisieren würde. 2025: Strompreise sind wieder auf dem Niveau vor 2022, und wegen des Mantelerlass ist die Anlage vollständig dem freien Markt ausgesetzt. Der Bauer ist verzweifelt und sieht seine Investition gefährdet. In diesem Dorf wird keiner mehr eine PV-Anlage bauen, da können noch so viele Förderungen ausgerichtet und Solar-Appés gemacht werden.)
- Falsche Fokussierung auf Eigenverbrauch: die Anlagen mit hohem Eigenverbrauch sind grösstenteils gebaut. Es braucht auch Anlagen mit niedrigem oder ohne Eigenverbrauch, gerade in städtischem und stadtnahem Gebiet.



- Solarfragen werden von den Architektinnen und Architekten zu spät in der Bau- oder Sanierungsphase aufgeworfen.
- Opportunitätskosten: CHF 40'000 werden von EFH-Besitzenden lieber in ein Auto anstatt in eine PV-Anlage investiert.
- Eine Umfrage von VESE hat ergeben: knapp 100% der PV-Betreibenden wünschen sich planbare Tarife – das Gegenteil wird umgesetzt (durch Ausrichtung der Abnahmevergütungen am Spotmarkt).

Die Vielschichtigkeit der Solarbremsen zeigt, dass Lösungen in verschiedenen Bereichen ansetzen müssen. Aus Sicht der SSES sind folgende Verbesserungen nötig:

- Leitlinien für die Weiterentwicklung der Förderung der Solarenergie:
 - a) Planungssicherheit: Grundlagen der Förderung/Amortisation müssen mehrere Jahre stabil bleiben
 - b) Rechtssicherheit: Wer eine PV-Anlage betreibt, muss sicher sein, dass die Bedingungen während der Laufzeit stabil bleiben
 - c) Investitionssicherheit: auf einem DIN A4-Blatt muss erklärbar sein, wie sich die Anlage amortisiert
 - d) Einfachheit: vZEV/LEG und Marktpreise überfordern die meisten Investitionswilligen
- PV-Kampagnen: wir brauchen euch! Wir brauchen jede Anlage!
- «Guichet unique» in den Gemeinden und den Verteilnetzbetreiber: Eine empathische, unterstützende Ansprechperson für alles.
- Weg vom Eigenverbrauch (ergibt im städtischen Gebiet keinen Sinn).
- Positive Berichte über Solarenergie, die Sicherheit vermittelt.
- Allenfalls: Kapazitätsmodelle oder Defizitgarantien
- Einbeziehen der Handwerker, Dachdecker, Architektinnen und Heizungsleute: diese brauchen einen separaten «Guichet unique» mit «Priority line», wo gezielt Fachinformationen gegeben werden.
- Wording ändern: Nicht mehr von «Überschussstrom» reden, sondern von «potentiellem Strom» (bei Abregelung im Wechselrichter) bzw. «netzeingespeister Strom» bei Einspeisung ins Netz. Begründung: Die bisherigen «Überschüsse» sind vielfach nur auf einen administrativ gesetzten Bereich, wie z.B. ein Haus, bezogen. Und gerade im städtischen Gebiet wird der Strom, der eingespeist wird – auch ohne vZEV/LEG – direkt im Nachbargebäude verbraucht. Im physikalischen Sinn wie im allgemeinen Sprachgebrauch ist dies kein «Überschuss».
- Schulung von Multiplikatoren.
- Selbstbau- und Solargenossenschaften aufbauen.

Suisse Eole
Rue Galilée 6
1400 – Yverdon-les-Bains

Per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

Yverdon-les-Bains, 21.07.2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) Stellung nehmen zu dürfen.

Zwischenziel 2030 für Windenergie

Suisse Eole – die Vereinigung zur Förderung der Windenergienutzung in der Schweiz – begrüsst ausdrücklich, dass der Bundesrat in der Energieverordnung verbindliche, technologiespezifische Zwischenziele für die neuen erneuerbaren Energien festlegt. Damit wird klar und nachvollziehbar aufgezeigt, wie das im Stromgesetz verankerte Ausbauziel für 2035 (Art. 2 Abs. 4 EnG) erreicht werden soll.

Als Fach- und Branchenverband unterstützen wir das Zwischenziel von 2.3 TWh Windstrom bis 2030 vollumfänglich und beantragen, dass dieses Ziel mindestens in dieser Höhe in den Verordnungen verankert wird.

Die Schweiz benötigt dringend mehr Strom im Winter. Gleichzeitig ist die Windenergie unter den bis 2030 realisierbaren erneuerbaren Energien die wettbewerbsfähigste Technologie, die uns dafür zur Verfügung steht.

Zum Vergleich: Die Subventionen für alpine Solaranlagen belaufen sich auf rund 3,5 Mio. CHF pro GWh im Winter, während Windenergieprojekte – basierend auf ihrem winterlichen Produktionsprofil – derzeit mit etwa 1,5 Mio. CHF pro GWh im Winter gefördert werden.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nur aus technologischer, sondern insbesondere auch aus wirtschaftlicher Sicht essenziell, realisierungsbereite Windenergieprojekte

für die Winterstromproduktion prioritär zu behandeln. Wir begrüßen sehr, dass der Bundesrat erkennt, dass die Windenergie substantiell zur Schliessung der Winterstromlücke beitragen kann.

Uns ist bewusst, dass das Ziel von 2.3 TWh bis 2030 hinsichtlich des aktuellen Zubautempos ambitioniert ist. Die Branche zeigt jedoch - heute mehr denn je - einen sehr grossen Investitionswillen und ist bereit, die notwendigen Schritte zu unternehmen, um dieses Ziel zu erreichen.

Die aktuelle Projektpipeline (aktive Projekte mit einer jeweils vom Bundesrat validierten richtplanerischen Grundlage gemäss Auswertungen Suisse Eole) weist mit über 2.7 TWh dafür auch mehr als ausreichende Ausbaupkapazitäten auf:

- **Bereits bewilligte Projekte (teilweise bereits im Bau):**
3 Projekte mit 16 Anlagen, 46.4 MW und 89.5 GWh/a
- **Baureife Projekte im Bewilligungsverfahren:**
21 Projekte mit 137 Anlagen, 481.2 MW und 836 GWh/a
- **Projekte in aktiver Planung:**
45 Projekte mit 235 Anlagen, 1002 MW und 1'785 GWh/a
- **Weitere Projektvorhaben dank neuen, respektive die Aktualisierung von kantonalen Richtplanungen** (u.a. in den Kantonen St. Gallen, Appenzell Ausserrhoden, Luzern, Bern, Graubünden und Zürich) **werden dazu kommen.**

Das Potenzial, die Projekte, die Technologie und die Investitionsbereitschaft sind vorhanden. Ob das Zwischenziel tatsächlich erreicht werden kann, hängt allerdings massgeblich von der Dauer der Bewilligungsverfahren ab. Wie im erläuternden Bericht zur Energieverordnung zutreffend festgehalten, braucht es nicht nur genügend Projekte, sondern auch dringend **eine Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren**. In jüngster Zeit wurden mit dem Stromgesetz, neuen kantonalen Richtplanungen sowie verfahrensrechtlichen Verbesserungen auf kantonaler Ebene bereits wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Dennoch sind alle Akteure – Politik, Behörden sowie die Branche – weiterhin stark gefordert. Wir sind überzeugt, dass das definierte Zwischenziel von 2.3 TWh bis 2030 ein starkes Signal für die Verbesserung der Rahmenbedingungen und für weitere Investitionen in die Windenergie darstellt. Mit den richtigen Rahmenbedingungen gehen wir davon aus, dass die Windenergie sogar bis 2035 rund 5 TWh im Winterhalbjahr liefern kann.

Nationales Interesse

Die Windenergie ist ein zentraler Pfeiler für eine sichere Stromversorgung im Winter: Rund zwei Drittel der Windstromproduktion fallen ins Winterhalbjahr. Damit leistet die Windenergie nicht nur einen entscheidenden Beitrag zur Sicherstellung

der Ausbauziele, sondern auch zur **Beschränkung der Netto-Winterstromlücke auf max. 5 TWh im Stromgesetz.**

Angesichts der Herausforderungen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses für alle Technologien als zielführender. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein.

Antrag: Wir beantragen, dass das nationale Interesse – analog zur Regelung bei der Solarenergie – für alle Projekte aus erneuerbaren Energien ab einer Winterstromproduktion (Winterhalbjahr) von 5 GWh gelten soll.

Typenunabhängige Baugenehmigung

Das Bundesparlament hat in der Winter- und Frühlingssession (2024/2025) im Rahmen der Verhandlungen zum Beschleunigungserlass **einstimmig** eine klare Regelung zur typenunabhängigen Baugenehmigung von Windenergieprojekten integriert (Antrag von Ständerat Broulis):

- **Art. 14a Abs 3. Bst. d EnG:**

³Mit der Plangenehmigung werden:

- d. für die Windkraftanlagen vorgegebene Abmessungen festgelegt, welche das beim Eintreten der Rechtskraft der Bewilligungen gewählte Modell der Anlage einhalten muss. Die Auswirkungen der Anlagen sind auf der Grundlage der Höchstwerte zu evaluieren, wobei die geometrischen, energetischen und ökologischen Aspekte zu dokumentieren sind.

Für die Realisierbarkeit von Windenergieprojekten ist das Prinzip der typenunabhängigen Baugenehmigung dringend notwendig und antwortet auf zwei wichtige Herausforderungen:

1. **Begrenzte Verfügbarkeit von Windenergieanlagen-Modellen auf dem Markt:** Die Dauer der Genehmigungsverfahren übersteigt oft die Dauer der Produktionszyklen von Windenergieanlagen, wodurch die ursprünglich vorgesehenen Modelle dann zum Zeitpunkt der rechtskräftigen Baugenehmigung häufig nicht mehr verfügbar sind.
2. **Technologische Fortschritte:** Das Prinzip der typenunabhängigen Baugenehmigung ermöglicht es bei der Wahl des Anlagenmodells, die neuesten technologischen Fortschritte und Innovationen im Bereich der Energieeffizienz sowie der Optimierung in Bezug auf die Umweltauswirkungen zu berücksichtigen.

Die Mehrheitsfähigkeit des Beschleunigungserlasses ist derzeit insbesondere aufgrund von Diskussionen und Differenzen rund um das Verbandsbeschwerderecht

bei den 16 Wasserkraftprojekten ernsthaft gefährdet. Damit droht der gesamte Erlass bereits im Parlament zu scheitern – und mit ihm auch die unbestrittene Regelung zur typenunabhängigen Baugenehmigung. Sofern die Zwischenziele für 2030 erreicht werden sollen, darf eine solche Rechtsunsicherheit keinesfalls in Kauf genommen werden.

Antrag: Wir fordern den Bundesrat auf, dem parlamentarischen Verfahren vorzugreifen und die angemessene Verankerung der typenunabhängigen Baugenehmigung in den entsprechenden Verordnungen zu prüfen.

Neben der Stellungnahme zu den Technologiezielen, des nationalen Interesses und der typenunabhängigen Baubewilligung, erlaubt sich Suisse Eole im Rahmen der vorliegenden Verordnungsanpassungen ebenfalls nochmals Verbesserungsvorschläge insbesondere zur Energieförderungsverordnung (EnFV) einzubringen. Die entsprechenden Anträge entnehmen Sie bitte der beigefügten tabellarischen Übersicht.

Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen oder weiterführende Informationen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse,

Lionel Perret
Geschäftsführer



Olivier Waldvogel
Verantwortlicher Deutschschweiz



Energieförderungsverordnung, EnFV (Stand 1. März 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung SEO
<p>Anhang 2.4</p> <p>2 Mindestanforderungen an Windmessungen, Windmessdaten und Ertragsgutachten</p>		
<p>2.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Der Windmessmast ist innerhalb des Parkperimeters zu errichten. b. Die Höhe des Windmessmastes muss mindestens 2/3 der Nabenhöhe der Windenergieanlage oder mindestens 100 m betragen. Ist der Windmessmast kleiner, so müssen ergänzende LiDAR- oder SODAR-Messungen im Parkperimeter durchgeführt werden. c. Die Messung ist mit Windrichtungssensoren und kalibrierten Windgeschwindigkeitssensoren auf mindestens zwei Höhen vorzunehmen, wo-bei der oberste Messpunkt höchstens 2 m unter der Mastspitze liegen darf. d. Die Windmessung muss während mindestens 12 Monaten ohne Unterbruch durchgeführt werden. e. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein. 	<p>2.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Die auszuführende Windmessmethodik, das -protokoll und die Auswertungsmethodik der Daten orientieren sich grundsätzlich an den technischen Richtlinien der «Measuring Network of Wind Energy Institutes» (Measnet) und der «Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien» (FGW). a^{bis}. Die nötigen Messinstallationen (bspw. Windmessmast oder LIDAR-Gerät) sind innerhalb des Parkperimeters zu errichten. b. Die Höhe des Windmessmastes muss mindestens 2/3 der Nabenhöhe der Windenergieanlage oder mindestens 100 m betragen. Ist der Windmessmast kleiner, so müssen ergänzende LiDAR- oder SODAR-Messungen im Parkperimeter durchgeführt werden. c. Die Messung ist mit Windrichtungssensoren und kalibrierten Windgeschwindigkeitssensoren auf mindestens zwei Höhen vorzunehmen, wobei der oberste Messpunkt höchstens 2 m unter der Mastspitze liegen darf. d. Die Windmessung muss während mindestens 12 Monaten ohne Unterbruch durchgeführt werden. e. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein. 	<p>Die Mindestanforderungen an die Windmessungen sind aus unserer Sicht standortspezifisch auszugestalten. Es ist nicht in allen Fällen verhältnismässig teure Messungen per Windmessmast vorauszusetzen. Insbesondere bei Waldstandorten gestaltet sich die Errichtung solcher Masten als sehr herausfordernd und bedingen in der Regel eine Rodungsbewilligung. LIDAR- und SODAR-Messungen als Alternative zum Windmessmasten sind gleichzeitig in der Praxis etabliert, akkurat und relativ kostengünstig. In Österreich und Deutschland werden solche Messungen grundsätzlich bereits anerkannt. Für die Wahl und Überprüfung der Messmethodik können die <u>FGW-Richtlinien</u> (Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien) oder die Richtlinien der <u>“Measuring Network of Wind Energy Institutes” (Measnet)</u> herangezogen werden. Diese werden laufend und gemäss neuestem Stand der Technik aktualisiert. Eine verordnete starre Mindestanforderung, die allenfalls in Zukunft den Gegebenheiten entsprechend wieder angepasst werden muss, ist nicht sinnvoll und nur für den Fall notwendig, wenn die Beurteilungen der Anlagenhersteller für einen Standort nicht vorliegen können.</p>

Energieförderungsverordnung, EnFV (Stand 1. März 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung SEO
<p>4. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen</p>		
<p>Art. 30^{octies} Entscheid</p> <p>1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; und b. die Parameter für die Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes. <p>2 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. nach der Inbetriebnahme nicht alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind; b. die Projektfortschrittmeldung oder die Inbetriebnahme nicht fristgerecht erfolgen; c. der Standort der Anlage nicht dem im Gesuch angegebenen entspricht. 	<p>Art. 30^{octies} Entscheid</p> <p>1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; und b. die Parameter für die Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes. <p>2 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. nach der Inbetriebnahme nicht alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind; b. die Projektfortschrittmeldung oder die Inbetriebnahme nicht fristgerecht erfolgen; c. der Standort der Anlage <u>wesentlich vom nicht dem</u> im Gesuch angegebenen <u>abweicht entspricht</u>. 	<p>Abs. 2 Bst. c: Es ist nicht ungewöhnlich, dass sich die genauen Standorte der Windenergieanlagen während den Planungsverfahren eines Windprojektes, die über 10 Jahre dauern, verändern. Diese Umstände sollten angemessen berücksichtigt werden.</p> <p>Hinweis: Die Verhältnismässigkeit der Widerrufungsklausel ist abhängig vom Zeitpunkt des Gesuchs. Je später ein endgültiger Entscheid zulässig ist, desto weniger ist die Regelung in Bst. c. relevant (Mit der Eingabe des Baugesuchs ist der genaue Standort der Anlage bekannt).</p> <p>Mit den vorliegenden Verordnungen könnten allerdings grössere Probleme auftreten. Es braucht entweder mehr Flexibilität beim Zeitpunkt der endgültigen Festlegung des Fördermodells oder dann bei der genauen Standortwahl der Anlagen.</p> <p>Für Suisse Eole ist klar, dass der gewünschte Spielraum des endgültigen Anlagenstandorts sich selbstverständlich auf den entsprechenden Richtplanperimeter beschränken muss.</p>

Energieförderungsverordnung, EnFV (Stand 1. März 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung SEO
Anhang 2.4 3 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag		
<p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <ol style="list-style-type: none"> Nachweis, dass der Standort des Projekts im kantonalen Richtplan für die Windenergienutzung vorgesehen ist; Vorstudie zum Projekt, die folgende Angaben und Unterlagen beinhaltet: <ul style="list-style-type: none"> Karte mit Projektperimeter, Anzahl und Standorte der geplanten Windenergieanlagen, Projektbeschreibung mit Angaben zur Projektträgerschaft, zum Projektmanagement, zur geplanten Windmessung, zu geplanten umwelt- und bautechnischen Studien, zur Projektplanung (Netzanschluss, Erschliessung, Nutzungsplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung, Baubewilligung, Informationsarbeit) und zum Zeitplan für die Projektierung; Verantwortliche Kontaktperson mit Adress- und Kontaktinformationen (inklusive E-Mailadresse und Telefonnummer). 	<p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <ol style="list-style-type: none"> Nachweis, dass der Standort des Projekts im kantonalen Richtplan für die Windenergienutzung vorgesehen ist <u>oder die Bereitschaft des Kantons besteht, den Standort zur Aufnahme im kantonalen Richtplan zu prüfen;</u> Vorstudie zum Projekt, die folgende Angaben und Unterlagen beinhaltet: <ul style="list-style-type: none"> Karte mit Projektperimeter, Anzahl und Standorte der geplanten Windenergieanlagen, Projektbeschreibung mit Angaben zur Projektträgerschaft, zum Projektmanagement, zur geplanten Windmessung, zu geplanten umwelt- und bautechnischen Studien, zur Projektplanung (Netzanschluss, Erschliessung, Nutzungsplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung, Baubewilligung, Informationsarbeit) und zum Zeitplan für die Projektierung; Verantwortliche Kontaktperson mit Adress- und Kontaktinformationen (inklusive E-Mailadresse und Telefonnummer). 	<p>Wir bedauern, dass allfällige Projektierungsbeiträge ausschliesslich für Standorte gesprochen werden, die bereits über eine Grundlage in den kantonalen Richtplänen verfügen. Wir können zwar nachvollziehen, dass Projektierungsbeiträge für Projekte gesprochen werden sollen, die eine möglichst hohe Realisierungswahrscheinlichkeit aufweisen. Allerdings wird mit der Regelung erschwert, die Standorteignungen in Gebieten zu prüfen, die unter Umständen noch nicht in den kantonalen Richtplänen vermerkt sind, allerdings allenfalls ein hohes Potenzial aufweisen. Da die kantonale Richtplanung das vollständige Windenergie-Potenzial noch nicht abschliessend darstellt, ist es essenziell, dass neue Standorte laufend geprüft werden können. Neben der Positivplanung auf der raumplanerischen Stufe, sind auch projektspezifische Bottom-up-Ansätze, die private Investitionen auf dem Feld bedürfen, relevant. So sind beispielsweise im Kanton Solothurn mehrere Projektideen in der Pipeline, für die es noch einen Antrag zur Aufnahme in den kantonalen Richtplan braucht. Dazu kommen Windenergieprojekte in Industriegebieten, die praktisch alle noch über keine richtplanerische Grundlage verfügen. Die Projektierungsbeiträge sollen unserer Ansicht nach auch die dafür notwendigen Investitionen beanreizen. Entsprechend fordern wir, dass für ein Gesuch um einen Projektierungsbeitrag die Mindestanforderung von Bst. a so ausgedehnt wird, dass die Kantone über die Projektidee Kenntnis besitzen sowie ihre Bereitschaft bestätigen, das Gebiet/den Standort zur Aufnahme in den kantonalen Richtplan zu prüfen.</p>

Energieverordnung, EnV (Stand 1. Mai 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung SEO
<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 verfügen.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh erreichen.</p>	<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine die mittlere erwartete Produktion von jährlich von Oktober bis März mindestens 20 5 GWh verfügen beträgt.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung von Oktober bis März eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 5 GWh pro Jahr erreichen.</p>	<p>Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh dem nationalen Interesse unterstellt werden.</p>

Grammetstrasse 14
4410 Liestal

Datum:

Im Juni 2025

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
UVEK

Elektronisch eingereicht an:

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti,
sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen von Swiss Small Hydro, dem Schweizer Verband der Kleinwasserkraft, danken wir Ihnen für die Möglichkeit, sich zur oben genannten Vernehmlassung äussern zu dürfen.

Swiss Small Hydro setzt sich für die dezentrale und nachhaltige Nutzung der Wasserkraft ein. Der Verband ist Vertreter von über 1'400 Kleinwasserkraftwerken, zumeist im Besitz unabhängiger Produzenten. Die Kleinwasserkraft ist eine der wichtigsten erneuerbaren Energietechnologien: Mit einem Anteil von 7% an der Schweizer Stromproduktion und ihrem komplementären Produktionsprofil zu Grosswasserkraft, Sonne und Wind leistet sie einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit - insbesondere auch im Winterhalbjahr.

Wir haben die Vernehmlassungsunterlagen studiert und senden Ihnen auf den folgenden Seiten unsere detaillierte Stellungnahme. Diese bezieht sich insbesondere auf die Auswirkungen im Bereich der Kleinwasserkraft.

Unsere zentralen Anliegen sind:

- Keine zusätzlichen Auflagen bei Investitionsbeiträgen an Wasserkraftwerken in bestehenden Infrastrukturanlagen (EnFV Art. 9 Abs. 2); und
- Keine zusätzlichen Auflagen bei der Reaktivierung früherer Wasserkraftnutzungen (EnFV Art. 30b^{bis} Abs. 3)

Wir danken Ihnen, wenn Sie unsere Stellungnahme bei der Weiterbehandlung des Geschäfts berücksichtigen.

Freundliche Grüsse



Benjamin Roduit
Nationalrat und
Präsident Swiss Small Hydro



Martin Bölli
Geschäftsleiter Swiss Small Hydro

Energieförderungs-Verordnung EnFV

Verordnung, Artikel	+/- ¹	Anträge	Kommentare, Fragen
EnFV Art. 9 Abs. 2, Bst. a	-	streichen Begründung: Das eigentliche Problem liegt in EnG Art. 26 Abs. 1 Bst. b und c, bzw. EnG Art. 29a Abs. 1 Bst. a und b, welches eine Unterscheidung zwischen Wasserkraftanlagen an Fließgewässern und solchen in bestehenden Infrastrukturen (Nebennutzungen) schafft. Damit führt der im Vernehmlassungsentwurf formulierte Vorschlag dazu, dass die Erweiterung von bestehenden Infrastrukturen nicht mehr als Nebennutzung definiert wird und damit jeglicher Förderanspruch entfällt. Gleichzeitig wird damit die Systemoptimierung solcher Infrastrukturanlagen verhindert, und das vorhandene Energiepotenzial wird nur suboptimal genutzt.	<p>Im Zusammenhang mit einer energetischen Nutzung müssen immer gewisse Anlagenteile grösser dimensioniert werden als ohne, da bspw. deutlich höhere Drücke (Druckstoss, Einstauung) resultieren. Ebenso müssen zumeist grössere Leitungsdurchmesser verwendet werden, um die Druckverluste in der Leitung zu reduzieren.</p> <p>Swiss Small Hydro kann die Absicht des UVEK, dass die Hauptnutzung die gefasste Menge Wasser definieren soll, und dass nicht unter dem «Deckmantel» der Hauptnutzung ein verstecktes Wasserkraftwerk entstehen soll, nachvollziehen. Andererseits sind gerade diese Nebennutzungs-Kraftwerke weitgehend unbestritten und sehr gut akzeptiert. Ihr Produktionsprofil ergänzt sich komplementär zu demjenigen anderer Technologien.</p> <p>Zudem kann es auch aus ökologischer Perspektive absolut unbedenklich sein, mehr Wasser zu fassen, als nur für die Hauptnutzung erforderlich wäre, insbesondere, da die dafür erforderliche Infrastruktur bereits besteht. Die hybride Nutzung, bspw. der Trinkwasserversorgung und der Energieproduktion, wird dadurch optimiert, und beide Nutzungen profitieren insgesamt von tieferen Kosten. Gleichzeitig kann die lokale und erneuerbare Stromproduktion erhöht werden. Es profitieren insbesondere lokale Akteure, also bspw. Gemeinden und Trinkwasserversorger, und stützen damit die Umsetzung der Energiestrategie breiter in der Bevölkerung ab.</p> <p>Die im Vernehmlassungsentwurf vorgeschlagene Regelung riskiert, dass solche Projekte von jeglicher Förderung ausgeschlossen sind (davon ausgehend, dass ein Grossteil dieser Projekte unterhalb der im EnG definierten Limiten von 1 MW, bzw. 300 kW liegen, und damit wohl gänzlich verhindert würden), und damit ein gewichtiges und niederschwelliges Potenzial an erneuerbarer Energie nicht genutzt werden kann.</p>
EnFV Art. 9 Abs. 2, Bst. b	-	streichen	<p>Die Absicht der neuen Regelung ist in dem Sinn nachvollziehbar, dass die «Nebennutzung Energieproduktion» nicht zur Hauptnutzung werden soll. Andererseits, wie bereits unter Bst. a argumentiert, wird damit eine künstliche Einschränkung bei der Optimierung der gesamten Infrastruktur – also Haupt- und Nebennutzung geschaffen, und verhindert somit die beste Lösung mit dem besten Kosten / Nutzen-Verhältnis. Wenn eine zusätzliche Wasserfassung die Nutzung der bestehenden Infrastruktur durch eine deutlich höhere Energieproduktion optimiert, profitiert nicht nur die Hauptnutzung (bspw. die Trinkwasserversorgung durch Mehreinnahmen und Synergien im Unterhalt, und damit günstigerem Wasser), sondern auch die Energieproduktion.</p> <p>Zur Erinnerung: Jede zusätzliche Wasserfassung ist bewilligungspflichtig. Sie muss damit nicht zusätzlich in der Energieförderungsverordnung verhindert werden.</p> <p>Wie bereits unter Bst. a erläutert, verlieren solche Projekte aufgrund von EnG Art.26 und 29a sämtliche Förderansprüche. Damit würde kaum das ganze verfügbare Potenzial erschlossen, was in Anbetracht der grossen Herausforderung bis 2050 nicht der Weg sein darf.</p>
EnFV Art. 30b ^{bis} Abs. 3:	-	Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage gilt nur dann als Erweiterung oder Erneuerung, wenn die Einstellung des Betriebs der Anlage nicht länger als 80 Jahre zurückliegt und zumindest die Fassung oder das Wehr im Rahmen der früheren	<p>Sehr kritisch!</p> <p>Das verbleibende Potenzial der Wasserkraft liegt insbesondere dort, wo früher bereits Nutzungen existierten. So sind bspw. in der Positivplanung des Kantons BL die ausgewiesenen Standorte teils seit über 30 Jahren nicht mehr genutzt. Das gilt</p>

¹ +: positiv, -: Änderungsvorschläge, 0: neutral

Verordnung, Artikel	+/- 1	Anträge	Kommentare, Fragen
		Nutzung noch in dem Masse funktionsfähig ist, dass für die Wiederinbetriebnahme kein kompletter Neubau nötig ist.	<p>auch in vielen anderen Kantonen, bspw. an der Sihl im Kanton Zürich. Die meisten Kleinwasserkraftwerke wurden im Zeitraum der 40-er bis 80-er Jahre stillgelegt, danach erfolgte aufgrund neuer Förderung eine Trendwende.</p> <p>Bei diesen Anlagen bestehen in der Regel zwar noch einzelne Anlagenteile, wie bspw. das Wehr – dieses ist jedoch oft nicht saniert. Zudem ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Komponenten aufgrund eines veränderten Betriebspunkts (in der Regel höhere Ausbaumassenergie, das heisst neue dimensionierte Fassung, Kanäle und Rohre) oder ökologischer Sanierung (Geschiebe- und Fischgängigkeit) neu gebaut werden müssen, sehr hoch.</p> <p>Der neue Absatz führt in der Praxis dazu, dass alle noch bestehenden Ausbaupotenziale als Neuanlagen betrachtet würden, und diejenigen mit einer Leistung von 300 kW keinerlei Förderung mehr erhalten würden.</p>
EnFV Art. 61 Abs. 2 ^{bis}	+		Die Anpassung ist nachvollziehbar, und die gewählten Maximalwerte nachvollziehbar. Swiss Small Hydro unterstützt die Anpassung unter der Bedingung, dass die Maximalwerte nicht weiter abgesenkt werden.

Energie-Verordnung EnV

Verordnung, Artikel	Anträge	Kommentare, Fragen
EnV Art. 8 – Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse	<p>Art. 8 – Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>¹ Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:</p> <p>a. die mittlere erwartete Produktion von jährlich von Oktober bis März mindestens 20 5 GWh verfügen be-trägt; oder</p> <p>² Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:</p> <p>a. die mittlere erwartete Produktion von jährlich von Oktober bis März mindestens 10 5 GWh verfügen be-trägt; oder</p>	Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh dem nationalen Interesse unterstellt werden.
EnV Anhang 3 Ziffer 3.2 Buchstabe e	<i>Streichen – gemäss geltendem Recht</i>	Die ökologische Sanierungspflicht stellt einen Eingriff in das durch die Konzession übertragene Nutzungsrecht an der Wasserkraft dar. Deshalb trägt der Bund die Finanzierung solcher Massnahmen über den Netzzuschlag. Verpflichtet der Bund Grenzkraftwerke zur ökologischen Sanierung, ist er folglich auch dafür verantwortlich, gemeinsam mit dem jeweiligen Nachbarstaat die notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen – insbesondere, um sicherzustellen, dass der Schweizer Konzessionär vollständig entschädigt wird.

8005 Zürich, Swissolar, Neugasse 6

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zürich, 17. Juli 2025
David Stickelberger

Tel. direkt 044 250 88 34
stickelberger@swissolar.ch

Vernehmlassung Revision EnV und EnFV

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Einladung zur Stellungnahme zu den genannten Vorlagen.

Unser Verband vertritt die Interessen von rund 1300 Firmen im Bereich Solarenergie. Photovoltaik ist in den letzten Jahren zu einer tragenden Säule der Stromversorgung geworden, und im laufenden Jahr dürften rund 14% des Schweizer Strombedarfs mit Solarstrom gedeckt werden. Dieser Anteil wird in den nächsten Jahren noch deutlich weiter steigen, und Solarstrom wird den grössten Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele für neue erneuerbare Energien gemäss Energiegesetz leisten müssen. Deshalb ist es wichtig, die Fördermassnahmen laufend an neue Anforderungen anzupassen und effizient zu gestalten.

Wir sind mit den vorgeschlagenen Anpassungen bei den Vergütungen grundsätzlich einverstanden, empfehlen jedoch gewisse Anpassungen im Hinblick auf verstärkte Anreize für eine erhöhte Winterstromproduktion. Nicht anschliessen können wir uns dem Vorschlag eines Höchstbeitrags für alpine Grossanlagen. Dies beeinträchtigt die Rechtssicherheit für die Projektträger in unzulässiger Weise und würde zu Abschreibungen in Millionenhöhe führen.

Wir begrüssen die Festlegung technologiespezifischer Zwischenziele für das Jahr 2030, weisen aber darauf hin, dass das sehr ehrgeizige Photovoltaik-Ziel wohl nur erreichbar ist, wenn Korrekturen bei den neu eingeführten Instrumenten des Stromgesetzes vorgenommen werden.

Zu den beiden Verordnungsentwürfen nehmen wir im Einzelnen wie folgt Stellung:

EnFV

Art. 30c – Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

2 Erfüllt die Photovoltaikanlage eine oder mehrere der nachfolgenden Voraussetzungen, so wird der Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, um einen Bonus erhöht:

- a. integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad, die ab dem 1. Januar 2022 in Betrieb genommen wurden;
- b. angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden;
- c. grosse Photovoltaikanlagen, die jeweils im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März (Winterhalbjahr) einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als 500 kWh pro kW **Netzanschluss**-Leistung (**AC**) aufweisen, ~~die nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurden~~ und die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus);
- d. grosse Photovoltaikanlagen über dauerhaften, bisher unüberdachten Parkplatzarealen (Parkflächenbonus).

Begründung:

Bst. a und b: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus abgeholt werden kann.

Bst. c: Da der bisherige Höhenbonus nie zur Anwendung kam, begrüßen wir die Einführung eines gezielten Winterstrombonus. Die vorgesehene Verdoppelung der Einmalvergütung bei doppelt so hoher Winterproduktion gegenüber dem Landesdurchschnitt ist ein sinnvoller Anreiz für winteroptimierte PV-Anlagen. Wir empfehlen jedoch, für die Berechnung der Winterproduktion die AC-Leistung am Netzanschluss (statt der DC-Leistung der PV-Anlage) als Referenzgrösse zu verwenden. Dies schafft gezielte Anreize für eine bewusst knappe Wechselrichterdimensionierung, wodurch Sommer-Peaks reduziert und Wintererträge erhöht werden können.

Im Weiteren soll der Winterstrombonus für alle grossen PV-Anlagen angeboten werden. Wir sehen keinen Grund, weshalb Anlagen am Gebäude davon ausgeschlossen werden sollten.

Art. 46j und Art. 46u (Höchstbeitrag für «Solarexpress»-Anlagen)

Art. 46u – Höchstbeitrag

~~Die Einmalvergütung darf 3,5 Millionen Franken pro GWh der nach Artikel 46o Absatz 1 gemeldeten durchschnittlichen Stromproduktion im Winterhalbjahr nicht überschreiten.~~

Begründung:

Der politische Wille im Rahmen des Solarexpress zielte darauf ab, den Zubau von 2 TWh alpiner Photovoltaik zu ermöglichen. Zu diesem Zweck wurde ein Fördermechanismus mit Investitionsbeiträgen von bis zu 60 Prozent vorgesehen. Auf dieser Grundlage wurden innovative Grossprojekte entwickelt und angestossen. Mit der nun vorgeschlagenen Einführung einer absoluten Obergrenze für Förderbeiträge werden die Rahmenbedingungen für die Förderung jedoch unnötigerweise weiter verschärft. Diese neue Begrenzung steht im Widerspruch zum ursprünglichen politischen Ziel und verschlechtert die bereits heute herausfordernden wirtschaftlichen Bedingungen für alpine PV-Projekte zusätzlich. Für zahlreiche Projekte bedeutet dies faktisch das Aus.

Für Projektentwickler ist es problematisch, wenn sich die Rahmenbedingungen während der Planungs- und Umsetzungsphase wiederholt und kurzfristig ändern. Investitionen in Infrastrukturen dieser Grössenordnung erfordern verlässliche und planbare Rahmenbedingungen. Aus unserer Sicht besteht keine sachliche Notwendigkeit, in der Verordnung eine zusätzliche Begrenzung der Förderung einzuführen, die über die bereits

festgelegten maximalen 60 % hinausgeht. Wir beantragen daher die Streichung von Artikel 46u sowie die entsprechenden Verweise in Artikel 46p und Artikel 108c.-

Anhang 2.1, Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen – Ziffer 2.7

2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad beträgt 400 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad beträgt 200 Franken pro kW.

2.7.3 Der Winterstrombonus beträgt:

- a. für Anlagen ohne Eigenverbrauch pro kW: 3.5 Franken multipliziert mit dem über die ersten drei vollen Betriebsjahre gemittelten spezifischen Winterstrommehrertrag;
- b. für Anlagen mit Eigenverbrauch pro kW: 2.5 Franken multipliziert mit dem über die ersten drei vollen Betriebsjahre gemittelten spezifischen Winterstrommehrertrag.

2.7.4 Der Parkflächenbonus beträgt ~~250~~ **350** Franken pro kW.

Begründung

Ziff. 2.7.1 / 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus beansprucht werden kann.

Ziff. 2.7.3: Zustimmung

Ziff. 2.7.4: In der Schweiz existieren mindestens 64 km² Parkflächen, die ein theoretisches Photovoltaik-Potenzial von 6-10 GWp bieten. Diese Solarcarports bieten viele Vorteile. Die Fahrzeuge sind durch die Überdachung geschützt und Ladestationen für die Elektromobilität können direkt in die Struktur integriert werden. Daraus resultiert eine ideale Doppelnutzung einer bereits bebauten Fläche. Aufgrund der grossen zur Verfügung stehenden Fläche und des Wachstums der Elektromobilität sollte dieses PV-Potenzial zur Zwischenzielerreichung möglichst umfassend realisiert werden. Im Allgemeinen gilt, je grösser der Solarcarport, desto tiefer sind die spezifischen Investitionskosten (CHF pro kWp installierter Leistung) und je grösser der Eigenverbrauch vor Ort, desto eher ist ein Solarcarport amortisiert. Für eine breite Umsetzung in der Schweiz ist die spezifische Förderung zu erhöhen, sodass auch kleinere Solarcarports ohne/mit tiefem Eigenverbrauch rentabel werden. Der Bonus ist auch bei der gleitenden Marktprämie entsprechend anzupassen.

Allgemeine Bemerkungen zur Einmalvergütung

Die bisherige Förderung von Photovoltaikanlagen über die Einmalvergütung schuf keine Anreize zu deren netzdienlichen Betrieb. Mit dem rasch gestiegenen Anteil Solarstrom am Verbrauch entstehen vermehrt Engpässe in Abschnitten der Verteilnetze. Die neu im StromVG vorgesehenen Flexibilitätsmassnahmen erlauben es den Netzbetreibern, Massnahmen dagegen zu ergreifen und Anreize für den netzdienlichen Anlagenbetrieb zu schaffen. Gleichzeitig sorgen die sinkenden Preise für Batteriespeicher für eine steigende Nachfrage, aber in den meisten Fällen werden diese Batteriespeicher nicht netzoptimiert betrieben, bzw. sie können die Mittags-Einspeisespitze der Solaranlage nicht verhindern.

Es stehen politische Forderungen nach einer Förderung für Batteriespeicher im Raum. Dies scheint uns im Moment nicht angebracht. Zu prüfen ist jedoch eine erhöhte Förderung für Anlagen, die eine massgebliche Einschränkung der Einspeisespitzen gewährleisten können. Ein Bonus könnte den damit verbundenen Ertragsverlust kompensieren. Wir regen an, für die nächste Anpassung der Einmalvergütung sowie der Gleitenden Marktprämie eine solche Regelung zu prüfen.

EnV

Technologieziele

Art. 1a – Zwischenziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Zustimmung

Solarenergie: Das vorgeschlagene Technologieziel von 18.7 TWh Solarstrom im Jahr 2030 ist in Anbetracht des übergeordneten Ziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie des grossen Solarpotenzials angemessen. Aber es ist angesichts der aktuell grossen Verunsicherung am PV-Markt auch sehr ehrgeizig. Der Vernehmlassungsbericht sagt, ein jährlicher Zubau von über 2 TWh sei ab 2025 nötig, was etwa 2200 MW Jahreszubau entspricht. Um dies zu erreichen, braucht es aus unserer Sicht Korrekturen bei den neu eingeführten Instrumenten des Stromgesetzes, insbesondere:

- LEG: Netznutzungsrabatt erhöhen auf 60% (gesetzliches Maximum), Zulassung der Lieferung von der Netzebene 5 nach 7 und umgekehrt.
- vZEV: Anwendbarkeit in Muffennetzen ermöglichen.
- Agri-PV (Raumplanungsgesetz): weniger einschränkende Bestimmungen bezüglich des Nutzens für die landwirtschaftlichen Kulturen.

Freundliche Grüsse

Swissolar



David Stickelberger

Stv. Geschäftsführer, Leiter Markt und Politik



Thermische — Netze
Réseaux — Thermiques
Reti — Termiche

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 26. Juni 2025 (Stellungnahme_V_BFE_2025_250721.docx)

Vernehmlassung Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 (EnFV, EnV, StromVV und VOEW)

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir möchten uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den geplanten Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 herzlich bedanken.

Thermische Netze Schweiz (TNS), bis Anfang 2023 Verband Fernwärme Schweiz (VFS), mit seinen 208 Mitgliedern (u.a. Betreiber, Contractoren, Planer, Lieferanten von Fernwärme und -kältenetzen) hat eine wichtige Aufgabe bei der Wärmeversorgung in Städten und Agglomerationen. TNS ist die wichtigste Ansprechstelle in der Schweiz für die Wärme- und Kälteversorgung in dicht besiedelten Gebieten und für die Nutzung von Umweltwärme und -kälte aus erneuerbaren Quellen (Seen, Flüsse, Grundwasser, Geothermie und Abwärme). Ziel von TNS ist der massive Ausbau von Fernwärmenetzen unter gleichzeitig vermehrter Nutzung erneuerbarer Energien.

Unsere Stellungnahme beschränkt sich auf die für thermische Netze relevanten Teile der geplanten Verordnungsänderungen.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Wir begrüßen die Fristverlängerung für weit fortgeschrittene Geothermieprojekte um 5 Jahre bis zum 31. Dezember 2034 (Anhang 1.4, Ziffer 7.2).

Energieverordnung (EnV)

Wir heissen die Festlegung von Zwischenzielen für den Ausbau von erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windenergieanlagen) gemäss Art. 1a gut.



Thermische — Netze
Réseaux — Thermiques
Reti — Termiche

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Keine Bemerkungen.

Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Keine Bemerkungen.

Wir hoffen, Ihnen mit unseren Rückmeldungen gedient zu haben.

Für allfällige Fragen steht Ihnen unser Geschäftsführer gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Céline Weber
Präsidentin TNS, Nationalrätin

Andreas Hurni
Geschäftsführer TNS

Link zu den Unterlagen: https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2025/24/cons_1

Einreichfrist: 21. Juli 2025

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 21. Juli 2025

Stellungnahme des Verbandes unabhängiger Energieerzeuger VESE zur Revision der
Energieverordnung EnV und Energieförderungsverordnung EnFV vom 15. April 2025

Sehr geehrte Damen und Herren

Herzlichen Dank für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung mitwirken zu können. Untenstehend finden Sie unsere allgemeine Einschätzung der Vorlage sowie detaillierte Rückmeldungen.

Dabei werden wir uns aufgrund der Komplexität in unserer Stellungnahme auf die Punkte, welche für Betreiber und Investoren grosser Solaranlagen und für Solargenossenschaften von Wichtigkeit sind, beschränken. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass wir vollumfänglich hinter den von uns nicht angesprochenen Punkten stehen.

Für Rückfragen und weitere Auskünfte stehen Ihnen nachfolgende Personen gerne zur Verfügung:

Walter Sachs, Präsident: Tel. 076 528 09 36, walter.sachs@vese.ch

Diego Fischer, Mitglied des Vorstands und Projektleiter pvtarif.ch: Tel. 077 466 86 26, diego.fischer@vese.ch

Allgemeine Beurteilung der Vorlagen

VESE begrüsst die vom Bundesrat gesetzten Zwischenziele zum Ausbau der Photovoltaik-Stromproduktion bis 2030, weist aber gleichzeitig darauf hin, dass dieses Ziel ein grosses Engagement aller Beteiligten bedeutet, und dass es alles andere als sicher ist, dass die Ziele erreicht werden. Denn leider weisen alle Indikatoren zur Zeit in Richtung eines markanten Rückgangs des Zubaus von PV-Anagen.

Gerade deshalb ist VESE enttäuscht vom übrigen Inhalt der Vorlage, betreffend der EnFV. Es scheint, als ob der Ernst der Lage nicht richtig wahrgenommen würde.

VESE fordert, dass in Sachen Verwendung der Gelder des Netzzuschlagsfonds eine rationelle und resultatbasierte Methodik zur Anwendung kommt, anstelle mit unendlich vielen und komplexen Bonussystemen für jede Lobby noch irgendwo ein Zückerchen zu verteilen.

Mit dem vorhandenen Geld des Netzzuschlags sollte eine maximale Ausbaugeschwindigkeit der PV-Produktion erreicht werden, in anderen Worten minimale Kosten für den Netzzuschlagsfonds pro produzierte kWh. VESE hat hier den Eindruck, dass dieses Gesamtbild aus den Augen verloren worden ist.

VESE ist einverstanden damit, dass versucht wird, zusätzlich zum Ziel der Gesamtjahresproduktion auch als Zusatzziel eine möglichst hohe Winterproduktion zu erreichen, und für dieses Ziel einen Teil der Fondsgelder einzusetzen. Aber auch hier sollten rationale und einfache Methoden zur Anwendung kommen.

Die Einführung des Winterstrombonus in der vorgeschlagenen Form wird von VESE deshalb abgelehnt. Begründung: der Mechanismus von einem Schwellenwert und einen darauf folgenden extrem hohen Förderansatz entbehrt jeglicher Logik der rationalen Verwendung der Gelder. Die zusätzlichen kWh über 500 kWh/kWp kosten jährlich 17.5 Rp/kWh (während 20 Jahren). Dies steht in keinem Verhältnis zu einer gleichwertigen Winterkilowattstunde aus einer Mittellandanlage, welche 250-300 kWh/kWp Winterstrom erzeugt, und bei welcher eine Winter-kWh deshalb 360 CHF/20 Jahre/280 kWh = 6.4 Rp/kWh kostet.

Zugleich ist es stossend, dass beim Winterstrombonus kleine Anlagen nicht gefördert werden, sind doch die Winter kWh aus einer kleinen Anlage genauso wertvoll wie solche aus einer grossen Anlage. Eine gleiche Diskriminierung von kleinen PV-Anlagen beobachten wir bereits bei den Anlagen ohne Eigenverbrauch, wo die kleinen Anlagen 450 CHF/kWp EIV erhalten, während bei den Auktionen für grosse Anlagen die mittleren Vergütungen systematisch bei 550 CHF/kWp liegen. Dies, obwohl die Baukosten pro kWp bei grossen Anlagen deutlich tiefer sind.

VESE schlägt deshalb vor, wenn überhaupt, den Winterbonus entsprechend reduziert und für alle Anlagen auszuzahlen. Dies proportional zum gesamten Winterertrag einer Anlage pro kWp (d.h. nicht nur für den Anteil über 500 kWh/kWp). Ein Ansatz von einmalig 25 Rp/WinterkWh = 60 CHF/kWp ergäbe Zusatzausgaben von schätzungsweise 100 MCHF pro Jahr für den Netzzuschlagsfonds, falls er für alle Anlagen, d.h. auch denen unter 100 kW, zum Einsatz kommen würde. Eine solche Zusatzförderung könnte einerseits den Bau von Anlagen mit mehr Winterstromproduktion unterstützen, aber gleichzeitig auch den momentanen Einbruch des Zubaus bekämpfen.

Zusammengefasst fordert VESE endlich mehr Kohärenz und Stabilität bei der Unterstützung des
VESE

Solarzubaub. Dies auch, weil Änderungen, welche "in Bern" beschlossen werden, zwei bis drei Jahre dauern, bis sie in die Praxis "diffundiert" sind.

Konkret mahnt VESE an, endlich die Kernthemen, welche für den Ausbau von Infrastruktur - und als solche gehört die Solarenergie definitiv - notwendig sind, umzusetzen. Abstrakt formuliert, sind dies folgende Themen:

Investitionssicherheit: auf einem DIN A4-Blatt muss nachvollziehbar erklärbar sein, wie sich eine PV-Anlage amortisiert

Planungssicherheit: Grundlagen der Förderung/Amortisation müssen mehrere Jahre stabil bleiben

Rechtssicherheit: PV-Betreiber müssen sicher sein, dass die Bedingungen während der Amortisationszeit ihrer Anlage (z.B. 15 Jahre) stabil bleiben

Zudem sollen die Gelder aus dem Netzzuschlagsfonds gemäss gut durchdachten, quantitativ nachvollziehbaren und wissenschaftlich untermauerten Kriterien möglichst effizient zum Einsatz gebracht werden. Weiterhin soll von einer unübersichtlichen Vielfalt von Einzelmassnahmen abgesehen werden. Diese erzeugen bloss viel Aufregung und Schulungsaufwand in der Branche und letztlich keine Resultate. Ein gutes Beispiel ist der Höhenbonus, welcher gemäss EIV-Cockpit Pronovo bisher kein einziges Mal in Anspruch genommen wurde.

Winterstrombonus:

Vorschläge von VESE:

- Tieferer Ansatz, aber proportional zu allen im Winterhalbjahr produzierten kWh, zB eine EIV von 0.25 CHF/WinterkWh
- Ansatz proportional zu beanspruchten, im TAG festgehaltenen, maximalen Rückspeiseleistung: der Winterstrombonus sollte an den kWh/kW_{Rückspeiseleistung} festgemacht werden, nicht an kWh/kWp Generatorleistung. Dies, weil für die Verteilnetze und dem Kriterium "Winterstrom" die Produktion auf AC-Seite im Winterhalbjahr das entscheidende Kriterium ist. Wie dieses erreicht wird, ob durch eine grosszügige Dimensionierung des DC-Solargenerators mit Abregelung im Wechselrichter oder durch erhöhte Einstrahlung, ist irrelevant.
- Anlagentypen: der Winterstrombonus sollte für alle Anlagentypen gewährt werden - denn auch in alpinen Gebieten gibt es Gebäude. Es ist allgemeiner gesellschaftlicher wie politischer Konsens, dass prioritär im Bestand gebaut werden soll. Und für den Winterstrom ist es belanglos, ob er "am Gebäude" oder "im Freifeld" erzeugt wird.

Begrüssung Obergrenze Förderhöhe Unterstützungsbeiträge, aber niedrigere Grenze

Im Sinne der erwähnten rationellen Verwendung der Fondsmittel ist eine Obergrenze der Unterstützungsbeiträge für grosse PV-Anlagen begrüssenswert. Diese könnten allenfalls auch noch deutlich geringer angesetzt werden. Die jetzt vorgeschlagene Grenze führt zu maximalen Förderbeiträgen von ca. CHF 2'100 pro kWp installierter PV-Leistung bzw. 17.5 Rp/WinterkWh für die gesamten produzierten WinterkWh, was effektiv sehr hoch ist. Mit diesen Beiträgen können im Mittelland winterstromoptimierte Anlagen (d.h. mit einem AC:DC-Verhältnis von ≤ 0.5) komplett finanziert werden.

Detaillierte Rückmeldungen

Energieverordnung EnV

Art. 1a Abs 2: Ausbauziele für Photovoltaik bis 2030

Das vom Bund vorgesehene Ausbauziel von 18.7 TWh/a Photovoltaik bis 2030 begrüßen wir sehr. In der Praxis bedeutet dies einen Zubau von 2-2.5 GW PV pro Jahr. Doch ob dieser Zubau ohne stabilere Rahmenbedingungen gelingen wird, bezweifeln wir - dies auch vor dem Hintergrund des aufgrund schlechter Rahmenbedingungen (s. VESE FAQ Gleitende Marktprämie¹) miserablen Ergebnisses der ersten Auktion für die gleitende Marktprämie GMP sowie aktuell katastrophalen PV-Auftragsrückgänge und Insolvenzen bei den Solarteuren. Theoretisch wäre das Ziel gut erreichbar, wie die Jahre 2023 und 2024 gezeigt haben. Damit der Zubau wieder zunimmt und nicht weiter einbricht, empfehlen wir, diverse "Solarbremsen" gezielt und schnell anzugehen. Insbesondere sollte darauf fokussiert werden, dass für den Zubau vor allem die folgenden Sicherheiten geschaffen werden:

- a) **Investitionssicherheit:** auf einem DIN A4-Blatt muss erklärbar sein, wie sich die Anlage amortisiert
- b) **Rechtssicherheit:** PV-Betreiber müssen sicher sein, dass die Bedingungen während der Laufzeit stabil bleiben
- c) **Planungssicherheit:** Grundlagen der Förderung/Amortisation müssen mehrere Jahre stabil bleiben

Energieförderverordnung EnFV

Art. 30c Abs. 2 Bst. c : Winterstrombonus in der gleitenden Marktprämie und Anhang 2.1 Ziff. 2.7.3

c. ~~grösse~~ Alle Photovoltaikanlagen die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden (Winterstrombonus).

Art 30c, Abs 4c. Winterstrombonus: 1.25 Rp pro kWh Winterstromertrag multipliziert mit dem Faktor kWp/(kW Rückspeiseleistung)

Anhang 2.7.3

¹<https://www.vese.ch/faq-gleitende-marktpraemie-gmp-photovoltaik/>

Der Winterstrombonus beträgt:

- a. für Anlagen ohne Eigenverbrauch pro kW: 0.25 Franken multipliziert mit dem durchschnittlichen Winterstromertrag der ersten drei vollen Betriebsjahre multipliziert mit dem Faktor kWp/(kW Rückspeiseleistung);
- b. für Anlagen mit Eigenverbrauch pro kW: 0.18 Franken multipliziert mit dem durchschnittlichen Winterstromertrag der ersten drei vollen Betriebsjahre multipliziert mit dem Faktor kWp/(kW Rückspeiseleistung).

Begründung:

Es soll der gesamte Winterstrom gefördert werden, und nicht nur derjenige welcher über 500 kWh/kWp liegt und nicht nur derjenige von Grossanlagen auf dem Feld. Entsprechend muss der Ansatz stark reduziert werden, und zwar von 17.5 Rp/kWh auf 1.25 Rp/kWh.

Zusätzlich soll gefördert werden, dass die Anlagen ihre maximale Rückspeiseleistung (im Sommer) reduzieren. Dies erfolgt durch den Zusatzbonus für reduzierte Einspeiseleistung im Vergleich zur Generatorleistung (AC/DC Ratio). So werden die Probleme beim Netzausbau reduziert, d.h. es wird die Grundlage geschaffen, letztlich mehr Winterstrom erzeugen zu können ohne Probleme mit den Sommerspitzen zu bekommen.

Argumentation: Vor dem Hintergrund, dass Solarmodule im Vergleich zu den restlichen Komponenten und Fixkosten (Gerüst, Absturzsicherung, Planung etc.) sehr preiswert geworden sind, kann es sinnvoll sein, die Generatorseite (DC) einer Solaranlage im Vergleich zur Rückspeiseleistung (AC) massiv überzudimensionieren.

Sowohl für den Netzbetreiber, wie auch die Versorgungssicherheit ist letztendlich die verfügbare Energie am Netzanschlusspunkt entscheidend, nicht die Grösse des PV-Generators.

So ergibt eine Einspeisebegrenzung am Netzanschluss von AC:DC = 0.5 jährliche, potentielle Ertragsverluste von ca. 15-20%. Diese potentiellen Ertragsverluste fallen dabei fast ausschliesslich im Sommerhalbjahr, mit Schwerpunkt auf den Monaten Juni-August, an. Im Winterhalbjahr resultieren praktisch keine Ertragsverluste, die Anlage produziert damit "winterstromoptimiert" mit Erträgen von ca. 600 kWh/kW_{Rückspeiseleistung} im Winterhalbjahr.

Art. 46u : Höchstbetrag Einmalvergütungen

Es ist zu begrüssen, dass ein Höchstbetrag festgelegt wird. Doch ist dieser - volkswirtschaftlich und energiepolitisch gesehen - zu hoch.

Dazu ein Beispiel: Winterstrom kann durch entsprechend angepasste Anlagen (z.B. flexPV50) auch im Mittelland mit mehr als 500 kWh/kW_{Rückspeiseleistung} erzeugt werden.

Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen im Mittelland sind wesentlich schneller zugebaut und belasten, im Gegensatz zu Anlagen in freien Gebieten, die Natur nicht.

Die vorgeschlagenen 3.5 Mio CHF / GWh Stromproduktion im Winterhalbjahr bedeutet

umgerechnet eine maximale Förderung von ca. CHF 2'100² pro kWp. Mit diesem Betrag können im Mittelland winterstromoptimierte Anlagen (siehe oben, bezogen auf eine Einspeisebegrenzung von 0.5) vollständig finanziert werden.

Dies führt uns zu der Feststellung:

Anlagen, die einspeisebegrenzt sind, produzieren winterdienlich.

²Berechnungsannahmen: 1 GWh Winterstromertrag ergibt bei 50% Winterstromanteil einen Jahresertrag von 2 GWh. Bei 1200 Volllaststunden für alpinen Solarstrom ergibt sich für die notwendige Leistung für 2 GWh Jahresertrag 1.67 MWp PV. Pro kWp PV bedeutet dies eine Förderung von 3.5 Mio CHF / 1.67 MWp = 2095 CHF/kWp

Windenergie Schweiz AG | Schiffländestr. 27A | 5000 Aarau

Per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

Aarau, 24.06.2025

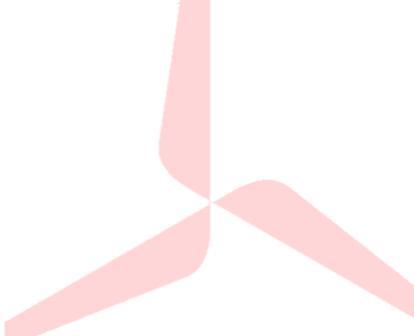
Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) Stellung nehmen zu dürfen.

Die Windenergie Schweiz AG plant aktuell über 100 Windenergieanlagen in der gesamten Schweiz mit einer installierten Leistung von über 600 GW bzw. einer Jahresproduktion in Höhe von über 1 TWh. Wir begrüssen ausdrücklich das gesetzte Zwischenziel in Höhe von 2,3 TWh bis 2030. Wie im erläuternden Bericht zur Energieverordnung zutreffend festgehalten, braucht es nicht nur genügend Projekte, sondern auch dringend eine Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren. In jüngster Zeit wurden mit dem Stromgesetz, neuen kantonalen Richtplanungen sowie verfahrensrechtlichen Verbesserungen auf kantonalen Ebene bereits wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Dennoch sind alle Akteure – Politik, Behörden sowie die Branche – weiterhin stark gefordert. Wir sind überzeugt, dass das definierte Zwischenziel von 2.3 TWh bis 2030 ein starkes Signal für die Verbesserung der Rahmenbedingungen und für weitere Investitionen in die Windenergie darstellt.

Neben der Stellungnahme zu den Technologiezielen erlauben wir uns im Rahmen der vorliegenden Verordnungsanpassungen ebenfalls nochmals Verbesserungsvorschläge insbesondere zur Energieförderungsverordnung (EnFV) einzubringen. Die entsprechenden Anträge entnehmen Sie bitte der beigefügten tabellarischen Übersicht.



Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen oder weiterführende Informationen jederzeit gerne zur Verfügung.

Herzliche Grüße



Georg Persigehl
Präsident Verwaltungsrat



Martina Nigg
Verwaltungsrätin

Energieförderungsverordnung, EnFV (Stand 1. März 2025)	Anträge/Vorschläge WES AG	Begründung WES AG
<p>Anhang 2.4</p> <p>2 Mindestanforderungen an Windmessungen, Windmessdaten und Ertragsgutachten</p>		
<p>2.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Der Windmessmast ist innerhalb des Parkperimeters zu errichten. b. Die Höhe des Windmessmastes muss mindestens 2/3 der Nabenhöhe der Windenergieanlage oder mindestens 100 m betragen. Ist der Windmessmast kleiner, so müssen ergänzende LiDAR- oder SODAR-Messungen im Parkperimeter durchgeführt werden. c. Die Messung ist mit Windrichtungssensoren und kalibrierten Windgeschwindigkeitssensoren auf mindestens zwei Höhen vorzunehmen, wo bei der oberste Messpunkt höchstens 2 m unter der Mastspitze liegen darf. d. Die Windmessung muss während mindestens 12 Monaten ohne Unterbruch durchgeführt werden. e. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein. 	<p>2.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Die auszuführende Windmessmethodik, das -protokoll und die Auswertungsmethodik der Daten orientieren sich grundsätzlich an den technischen Richtlinien der «Measuring Network of Wind Energy Institutes» (Measnet) und der «Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien» (FGW). a^{bis}. Die nötigen Messinstallationen (bspw. Windmessmast oder LiDAR-Gerät) sind innerhalb des Parkperimeters zu errichten. b. Die Höhe des Windmessmastes muss mindestens 2/3 der Nabenhöhe der Windenergieanlage oder mindestens 100 m betragen. Ist der Windmessmast kleiner, so müssen ergänzende LiDAR- oder SODAR-Messungen im Parkperimeter durchgeführt werden. c. Die Messung ist mit Windrichtungssensoren und kalibrierten Windgeschwindigkeitssensoren auf mindestens zwei Höhen vorzunehmen, wobei der oberste Messpunkt höchstens 2 m unter der Mastspitze liegen darf. d. Die Windmessung muss während mindestens 12 Monaten ohne Unterbruch durchgeführt werden. e. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein. 	<p>Die Mindestanforderungen an die Windmessungen sind aus unserer Sicht standortspezifisch auszugestalten. Es ist nicht in allen Fällen verhältnismässig, sehr aufwändige Messungen per Windmessmast vorauszusetzen. Insbesondere bei Waldstandorten gestaltet sich die Errichtung solcher Masten als sehr herausfordernd und bedingen in der Regel eine Rodungsbewilligung. LiDAR- und SODAR-Messungen als Alternative zum Windmessmasten sind gleichzeitig in der Praxis etabliert, akkurat und einfacher zu realisieren. In Österreich und Deutschland werden Windmessungen grundsätzlich nur noch per Lidar-Systemen durchgeführt. Für die Wahl und Überprüfung der Messmethodik können die FGW-Richtlinien (Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien) oder die Richtlinien der "Measuring Network of Wind Energy Institutes" (Measnet) herangezogen werden. Diese werden laufend und gemäss neuestem Stand der Technik aktualisiert.</p>

4. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen		
Art. 30d^{octies} Entscheid 1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich: <ul style="list-style-type: none"> a. den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; und b. die Parameter für die Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes. 2 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30d ^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn: <ul style="list-style-type: none"> a. nach der Inbetriebnahme nicht alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind; b. die Projektfortschrittmeldung oder die Inbetriebnahme nicht fristgerecht erfolgen; c. der Standort der Anlage nicht dem im Gesuch angegebenen entspricht. 	Art. 30d^{octies} Entscheid 1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich: <ul style="list-style-type: none"> a. den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; und b. die Parameter für die Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes. 2 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30d ^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn: <ul style="list-style-type: none"> a. nach der Inbetriebnahme nicht alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind; b. die Projektfortschrittmeldung oder die Inbetriebnahme nicht fristgerecht erfolgen; c. der Standort der Anlage <u>wesentlich vom nicht dem</u> im Gesuch angegebenen <u>abweicht entspricht</u>. 	Abs. 2 Bst. c: Es ist nicht ungewöhnlich, dass sich die genauen Standorte der Windenergieanlagen während den Planungsverfahren eines Windprojektes, die über 10 Jahre dauern, verändern. Diese Umstände sollten angemessen berücksichtigt werden.
Anhang 2.4 3 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag		
Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: <ul style="list-style-type: none"> a. Nachweis, dass der Standort des Projekts im kantonalen Richtplan für die Windenergienutzung vorgesehen ist; 	Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: <ul style="list-style-type: none"> a. Nachweis, dass der Standort des Projekts im kantonalen Richtplan für die Windenergienutzung vorgesehen ist <u>oder die</u> 	Es gibt Kantone (z.B. Solothurn) wo Richtplaneintragungen für Windenergiegebiete durch den Projektierer vorgebracht werden können und sämtliche Vorarbeiten für die Aufnahme in den Richtplan durch den Projektierer

<p>b. Vorstudie zum Projekt, die folgende Angaben und Unterlagen beinhaltet:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Karte mit Projektperimeter, – Anzahl und Standorte der geplanten Windenergieanlagen, – Projektbeschreibung mit Angaben zur Projektträgerschaft, zum Projektmanagement, zur geplanten Windmessung, zu geplanten umwelt- und bautechnischen Studien, zur Projektplanung (Netzanschluss, Erschliessung, Nutzungsplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung, Baubewilligung, Informationsarbeit) und zum Zeitplan für die Projektierung; <p>c. Verantwortliche Kontaktperson mit Adress- und Kontaktinformationen (inklusive E-Mailadresse und Telefonnummer).</p>	<p><u>Bereitschaft des Kantons besteht, den Standort zur Aufnahme im kantonalen Richtplan zu prüfen:</u></p> <p>b. Vorstudie zum Projekt, die folgende Angaben und Unterlagen beinhaltet:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Karte mit Projektperimeter, – Anzahl und Standorte der geplanten Windenergieanlagen, – Projektbeschreibung mit Angaben zur Projektträgerschaft, zum Projektmanagement, zur geplanten Windmessung, zu geplanten umwelt- und bautechnischen Studien, zur Projektplanung (Netzanschluss, Erschliessung, Nutzungsplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung, Baubewilligung, Informationsarbeit) und zum Zeitplan für die Projektierung; <p>c. Verantwortliche Kontaktperson mit Adress- und Kontaktinformationen (inklusive E-Mailadresse und Telefonnummer).</p>	<p>durchgeführt werden müssen. Auch gibt es Gebiete in Richtplänen, die als Vorbehaltsgebiete bzw. Prüfräume deklariert sind. Um diese Gebiete festzusetzen im Richtplan sind umfangreiche Vorarbeiten notwendig, um die Standorteignung des Projektes nachzuweisen. Sollte der Kanton Bereitschaft zeigen, dass Gebiete festgesetzt werden könnten, so wäre auch hierfür eine Unterstützung hilfreich.</p>
---	--	---

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Kochergasse 10
3003 Bern

Per Mail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Wollerau, 18 Juni 2024

Stellungnahme des Energie Club Schweiz zu Verordnungsänderungen

Sehr geehrte Damen und Herren,

Besten Dank für die Einladung zur Stellungnahme Verordnungsänderungen Herbst 2025.

Der Energie Club Schweiz (www.energieclub.ch) ist eine Vereinigung von natürlichen und juristischen Personen, deren Anliegen es ist, Wirtschaft und Gesellschaft durch eine realistische, jederzeit sichere, bezahlbare und umweltgerechte Energiepolitik zu unterstützen.

Gegenstand und Kontext

Konkret werden im Herbst folgende Verordnungen geändert:

- Energieförderungsverordnung (EnFV)
- Energieverordnung (EnV)
- Stromversorgungsverordnung (StromVV)
- Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Im Folgenden wird zur EnFV Stellung genommen. Die Schweiz hat im Bereich der subventionierten Energieproduktion ein eigentliches Bürokratiemonster geschaffen. "Die vorgesehene Änderung in puncto Photovoltaik hat einen leicht höheren Aufwand bei der Vollzugsstelle (Pronovo) zur Folge" (erläuternder Bericht zur EnFV, Seite 2). Der Energie Club Schweiz äussert sich im Folgenden nicht zu den weiteren zur Vernehmlassung gestellten Verordnungen. Dies begründen wir damit, dass jene Verordnungstexte eher die operativen Abläufe in einzelnen Teilbereichen detaillierter regeln.

Die Schweiz setzt seit jeher stark auf Wasserkraft, wobei im Sommer deutlich mehr Strom produziert wird als im Winter. Die Photovoltaik produziert aber vor allem im Sommer viel Strom. Gleichzeitig steigt der Stromverbrauch im Winter stark an, vor allem

durch vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und Elektromobilität. Dadurch wird die saisonale Schiefelage zwischen Stromproduktion und -verbrauch immer grösser. Es ist daher eine Priorität jeder Schweizer Energiepolitik den Zubau von Anlagen für den Winterstrom zu fördern.

Genau das will die aktuelle Vorlage auch: die Winterstromproduktion aus Photovoltaik erhöhen. Damit wird ein weiteres Mal versucht, die Stromproduktion in den Wintermonaten gezielt zu fördern. Im erläuternden Bericht zur Revision der Energieförderungsverordnung vom November 2025 wird darauf hingewiesen: „Damit künftig vermehrt Photovoltaikanlagen mit möglichst hoher Winterstromproduktion gebaut werden, wird neu ein Winterstrombonus eingeführt.“ Frühere Versuche die Winterstromproduktion zu steigern sind gescheitert:

- Kantonale Gesetze (z.B. Berner Solar-Initiative, Energiegesetz Kanton Bern): Teilweise Solarpflicht bei Neubauten/Erneuerungen, explizit auch für Fassaden – relevant für Winterstrom, da steile Fassaden im Winter mehr Ertrag liefern.
- EnG und EnFV: Bundesgesetz und Verordnung mit Förderinstrumenten für PV, ab 2022 Bonus für Fassadenanlagen mit hohem Neigungswinkel (ab 75°), um gezielt Winterstrom zu fördern.
- Solarexpress: Erleichterte Bewilligung und Förderung für grosse, winteroptimierte PV-Anlagen ausserhalb der Bauzonen, insbesondere im Alpenraum.
- StromVG (2023/24): Neues Stromgesetz mit expliziter Verpflichtung zu Winterstromanteilen bei geförderten PV-Grossanlagen, Boni für winteroptimierte Anlagen.

Das grundlegende Problem

Es ist aber im Wesentlichen ausgeschlossen, dass durch kleine, wenig spürbaren Anpassungen und Subventionserhöhungen in diesem Bereich tatsächlich signifikante Resultate erzielt werden können. In der Sprache der Vorlage geht es um "Einspeisevergütungen", "Investitionsbeiträge", gleitende Marktprämien", "Höhenboni", "Neigungswinkelbegünstigungen" und so weiter. Die Handelszeitung berichtete am 15. Juni 2015 über besonders kuriose Subventionen: "Im Thurgau bekommen Bauern 100 Franken extra, wenn sie keinen benzinbetriebenen Laubbläser verwenden. Den gleichen Betrag gibt es, wenn 80 Prozent der Maschinen und Geräte in Gebäuden unterstellt oder die Siloballen geordnet an landschaftsverträglicher Stelle platziert werden." - Daran fühlt man sich durch den vorliegenden Verordnungstext erinnert.

Die Neigung der Erdachse und die geografische Lage der Schweiz stellt eine physikalische Herausforderung dar. Die Tage im Winter sind unbestrittenermassen deutlich kürzer sind als jene im Sommer. Auf die Gesetze der Physik hat die Politik keinen Einfluss. Dementsprechend bleiben die Erwartungen für den Winter-Sonnenstrom selbst im optimistischen Szenario vernachlässigbar, wie im offiziellen Schlussbericht des Bundes vom 24. September 2020, „Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?“, dargestellt wird. Es ist dabei zu beachten, dass EnergieSchweiz

als Autor nicht als Organisation gilt, die der Photovoltaik grundsätzlich kritisch gegenübersteht. In Abb. 1 jenes Berichts werden die Monatserträge ohne spezifische Wintersubventionen (blau) den Monatserträgen bei Beanreizung (Subventionierung in Grün) gegenübergestellt, während die orange Säule das theoretische Potential angibt. Die Unterschiede sind selbst in der offiziellen Darstellung marginal. Überdies handelt es sich um blosse Szenarien, die stark von Hoffnung geprägt sind.

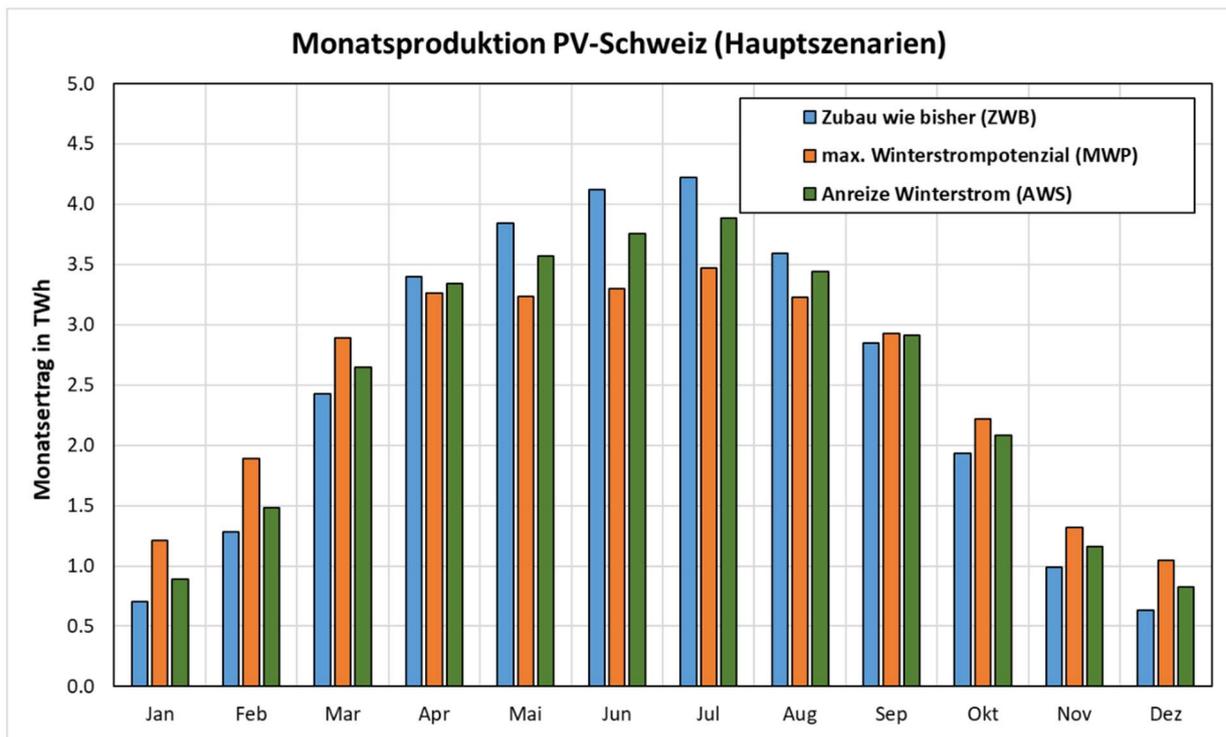


Abb. 1 Monatsproduktion für drei Szenarien.

Datenlage

Es gibt bislang keine genügenden Daten, die den tatsächlichen Erfolg der Winterstromsubventionen in der Schweiz beleuchten würden. Um die Wirksamkeit der verschiedenen gesetzlichen Massnahmen zu überprüfen, wäre es notwendig, geeignete Messinstrumente und statistische Auswertungen einzusetzen. – Wir wissen nicht, wo wir stehen.

Ebenfalls sollte klar definiert werden, welche Schritte unternommen werden, falls die angestrebten Ziele (wieder) nicht erreicht werden. Derzeit wurden schon gar keine Ziele mehr gesetzt. Insgesamt zeigt die Erfahrung, dass zentral gesteuerte und stark regulierende Ansätze zur Steuerung der Wirtschaft in der Vergangenheit häufig nicht die gewünschten Ergebnisse gebracht haben. – Wir wissen nicht, wo wir hinwollen.

Subventionswirtschaft

Noch heute findet sich auf der Website der Kampagne für die Solarinitiative folgender Satz: „Die Solar-Initiative ist gut für das Portemonnaie, weil die Sonne gratis scheint.“ Und weiter heisst es: „Die Kosten für Solaranlagen sind zudem in den letzten Jahren

stark gesunken.“ Trotzdem lehnt die Organisation Swiss Cleantech in ihrer Vernehmlassung zum vorliegenden Erlass die geplante Reduktion der Subventionen um bescheidene 9 Prozent entschieden ab, obwohl sie gleichzeitig festhält, dass die Strompreise weiterhin höher sind als vor dem russischen Angriffskrieg in der Ukraine. Anders als in den Abstimmungsunterlagen zum Referendum gegen das Energiegesetz 2017 behauptet wurde, sind die Förderungen für erneuerbare Energien bisher nicht ausgelaufen, sondern umgekehrt bisher zweimal verlängert worden – und das mehr oder weniger diskussionslos. Es liegt auf der Hand, dass die Inhaber der durch Subventionen geschaffenen Stellen und deren Organisationen ein grosses, ja existentielles Interesse daran haben, dass diese Subventionen nicht abgeschafft werden.

Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass mit diesen immer zahlreicheren kleinen Änderungen des Rechtsrahmens des Förderregimes wohl keine relevanten und positiven Resultate erzielt werden können. Vielmehr sind grundlegende Überlegungen notwendig. Kann die Photovoltaik –im Flachland und / oder in hochalpinem Gebiet – das Winterstromproblem lösen? Hierzu wären gute Datengrundlagen wünschenswert, um eine fundierte Diskussion führen zu können. Zum Beispiel wäre es nicht uninteressant den Beitrag der Photovoltaik zur Winterstromproblematik mindestens auf Monatsbasis, wenn nicht Wochenbasis zu kennen (die *effektiven* Werte entsprechend Abb. 1).

Noam Chomsky gilt als eine zentrale intellektuelle Persönlichkeit innerhalb des linken politischen Spektrums der Vereinigten Staaten. Er beschreibt in seinen „10 Strategien der Manipulation“ die sogenannte Ablenkungsstrategie: *„Das wichtigste Element der sozialen Kontrolle ist die Ablenkung der Aufmerksamkeit der Öffentlichkeit von wichtigen Problemen und Veränderungen, die von den politischen und wirtschaftlichen Eliten beschlossen werden, indem man sie mit unbedeutenden Themen beschäftigt.“*

Wir danken Ihnen, wenn Sie unsere Bemerkungen aufnehmen und den Verordnungsentwurf ergänzen und mindestens die Erfolgskontrolle betreffend den Massnahmen vorsehen.

Der Energie Club Schweiz ist gerne bereit, im Hinblick auf eine Festlegung der Verantwortlichkeiten für eine jederzeit gesicherte Stromversorgung die Diskussion mit dem BFE aufzunehmen.

Sie erreichen den ECS per Mail unter info@energieclub.ch.

Mit bestem Dank und freundlichen Grüssen



Vanessa Meury, Präsidentin



Jan Stocker, Geschäftsführer

Energiefachleute Thurgau
Lussistrasse 7
8536 Hüttwilen

Per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

Hüttwilen, 13.07.2025

**Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE)
mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026**

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, uns zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) zu äussern.

Wer wir sind

Die Energiefachleute Thurgau ist schweizweit einer von 2 Vereinen die ein Zusammenschluss von anerkannten Fachleuten in ihrem Kanton sind.

Zwischenziel 2030 für Windenergie

Wir begrüssen ausdrücklich, dass der Bundesrat in der Energieverordnung verbindliche, technologiespezifische Zwischenziele für die neuen erneuerbaren Energien festlegt. Damit wird ein nachvollziehbarer Pfad aufgezeigt, wie das im Stromgesetz verankerte Ausbauziel für 2035 (Art. 2 Abs. 4 EnG) erreicht werden soll.

Als kantonaler Energieverein unterstützen wir das Zwischenziel von 2.3 TWh Windstrom bis 2030 vollumfänglich. Wir beantragen, dieses Ziel verbindlich in der Energieverordnung zu verankern.

Die Schweiz steht vor einer wachsenden Herausforderung: Sie benötigt dringend mehr Strom im Winter. Windenergie ist unter den bis 2030 realisierbaren erneuerbaren Technologien die dafür wirtschaftlichste Option – weil sie günstig ist und genau dann Strom liefert, wenn wir ihn am meisten brauchen: im Winterhalbjahr.

Zum Vergleich: Die Subventionen für alpine Solaranlagen belaufen sich auf rund 3,5 Mio. CHF pro GWh, während Windenergieprojekte – basierend auf ihrem winterlichen Produktionsprofil – derzeit mit etwa 1,5 Mio. CHF pro GWh im Winter gefördert werden (Quelle: Suisse Eole).

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nur aus technologischer, sondern insbesondere auch aus wirtschaftlicher Sicht essenziell, mehr Windenergie zu realisieren.

Uns ist bewusst, dass das Ziel von 2.3 TWh bis 2030 hinsichtlich des aktuellen Zubautempos ambitioniert ist. Die Windenergie-Branche zeigt jedoch - heute mehr denn je – einen sehr grossen Investitionswillen und ist bereit, die notwendigen Schritte zu unternehmen, um dieses Ziel zu erreichen. Die aktuelle Projektpipeline (aktive Projekte mit einer jeweils vom Bundesrat validierten richtplanerischen Grundlage gemäss Auswertungen von Suisse Eole) weist mit über 2.7 TWh dafür auch mehr als ausreichende Ausbaupotenziale auf. Dieses verbindliche ambitionierte Windenergieziel ist nicht nur ein klares Bekenntnis des Bundesrats zur Windenergie, sondern hilft uns auch im Rahmen unserer Arbeiten die Wichtigkeit der Windenergie noch stärker hervorzuheben.

Die Projekte, die Technologie und die Investitionsbereitschaft sind vorhanden. Ob das Zwischenziel tatsächlich erreicht werden kann, hängt allerdings massgeblich von der Dauer der Bewilligungsverfahren ab. Wie im erläuternden Bericht zur Energieverordnung zutreffend festgehalten, braucht es nicht nur genügend Projekte, sondern auch dringend **eine Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren**. In jüngster Zeit wurden mit dem Stromgesetz, neuen kantonalen Richtplanungen sowie verfahrensrechtlichen Verbesserungen auf kantonaler Ebene bereits wichtige Rahmenbedingungen geschaffen. Dennoch sind alle Akteure – Politik, Behörden sowie die Branche – weiterhin stark gefordert. Wir sind überzeugt, dass das definierte Zwischenziel von 2.3 TWh bis 2030 ein starkes Signal für die Verbesserung der Rahmenbedingungen setzt.

Nationales Interesse

Die Windenergie ist ein zentraler Pfeiler für eine sichere Stromversorgung im Winter: Rund zwei Drittel der Windstromproduktion fallen ins Winterhalbjahr. Damit leistet die Windenergie nicht nur einen entscheidenden Beitrag zur Sicherstellung der Ausbauziele, sondern auch zur **Beschränkung der Netto-Winterstromlücke auf max. 5 TWh im Stromgesetz**.

Angesichts der Herausforderungen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses für alle Technologien als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein.

Wir beantragen daher, dass das nationale Interesse – analog zur Regelung bei der Solarenergie – für alle Projekte aus erneuerbaren Energien ab einer Winterstromproduktion (Winterhalbjahr) von 5 GWh gelten soll.

Den detaillierten Antrag dazu entnehmen Sie bitte der beigefügten tabellarischen Übersicht.

Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen oder weiterführende Informationen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse,

Stefan Mischler
Präsident EFT



Energieverordnung, EnV (Stand 1. Mai 2025)	Anträge/Vorschläge SEO	Begründung EFT
<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 verfügen.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh erreichen.</p>	<p>Art. 9 – Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine die mittlere erwartete Produktion von jährlich von Oktober bis März mindestens 20 5 GWh verfügen beträgt.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung von Oktober bis März eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 5 GWh pro Jahr erreichen.</p>	<p>Angesichts der Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im Winter erachten wir die Anwendung eines einheitlichen nationalen Interesses über alle erneuerbaren Technologien hinweg als zielführend. Entscheidend sollte dabei die Stromproduktion im Winterhalbjahr sein. Wir beantragen daher, dass – analog zur Regelung bei der Solarenergie – alle Projekte mit einer Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh dem nationalen Interesse unterstellt werden.</p>

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Versand an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Winterthur, 11.06.2025

Verordnungsänderungen im Bereich BFE (Inkrafttreten 01.01.2026)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Ökostrom Schweiz dankt Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Der Bundesrat führt in der Vernehmlassungsvorlage EnV Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien ein, was wir grundsätzlich begrüssen. Im Erläuternden Bericht steht hierzu unter anderem Folgendes: «In den nächsten Jahren ist bei gleichbleibender Nutzungsverteilung der Ausgangsstoffe mit geringen Steigerungen bei Strom aus Biomasse (aus Holzkraftwerken, Biogasanlagen und Kehrrichtverbrennungsanlagen) zu rechnen.» Als Fachverband der landwirtschaftlichen Biogasproduzenten möchten wir ergänzend betonen, dass dringend Massnahmen erforderlich sind, um die aktuelle Stromproduktion aus Biomasse überhaupt aufrechtzuerhalten.

Ökostrom Schweiz hat im Rahmen der Vernehmlassung zur letzten Revision der EnFV darauf hingewiesen, dass bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die aus dem Einspeisevergütungssystem (EVS) ausscheiden, eine Förderlücke droht. Die Behebung dieser Förderlücke ist entscheidend für eine nachhaltige Entwicklung der Biomassebranche. Wir erlauben uns daher, anlässlich der laufenden Vernehmlassung noch einmal auf die Problematik und einen möglichen Lösungsansatz zu verweisen.

Problematik

In der Schweiz sind rund 140 landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb. Viele davon wurden im System der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV bzw. später EVS) aufgebaut. Ab 2025 scheiden die Anlagen sukzessive aus dem EVS aus, das betrifft im Zeitraum bis 2030 bereits rund 40 Anlagen. Zugleich bestehen seit 1. Januar 2025 neue Förderinstrumente. Nach dem Auslaufen der KEV eröffnen diese den Anlagenbetreibern die Option, entweder Betriebskostenbeiträge zu beanspruchen oder – bei Erfüllung von Investitionskriterien – in das System der gleitenden Marktprämie einzutreten. Damit geht eine Neubeurteilung der Wirtschaftlichkeit einher – und diese fällt einschneidend aus: Basierend auf einer Fallstudie des Wirtschaftsprüfers Forvis Mazars sinken die durchschnittlichen Gesamterlöse um rund 37,5 Prozent. Die betroffenen Betreiber sehen eine Fortsetzung der Stromproduktion mit den neuen Vergütungssätzen in Frage gestellt. Viele Betreiber werden nicht mehr in der Lage sein, die laufenden Betriebskosten zu decken. Noch weniger werden die notwendigen Reinvestitionen tätigen können, um die Anlage zu modernisieren und nach dem Stand der Technik zu betreiben.

Konsequenzen

- Insolvenzen und Rückbau: Die drastischen Erlöseinbussen können bei den Betreibern kurzfristig zu Liquiditätsengpässen führen, längerfristig steigt das Risiko von Insolvenzen. Es besteht die Gefahr eines weitreichenden Rückbaus landwirtschaftlicher Biogasanlagen.
- Wegfall der erneuerbaren Energieproduktion: Landwirtschaftliche Biogasanlagen tragen zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 bei. Sie entlasten durch ihre steuerbare, dezentrale Stromeinspeisung das Stromnetz und stellen auch im Winter bedarfsgerecht Energie zur Verfügung. Ohne eine adäquate EVS-Nachfolgelösung fallen 400 GWh Bandenergie sowie beträchtliche Klimaschutzleistungen weg.
- Verlust praxiserprobter Systeme: Die bestehenden Anlagen wurden an Standorten errichtet, die für die stofflich-energetische Verwertung organischer Reststoffe besonders geeignet sind. Es ist fraglich, ob neue Anlagen die entstehende Produktionslücke schliessen können. Zudem geht mit jeder Betriebseinstellung wertvolles Know-how für die Weiterentwicklung der Branche verloren.
- Unzureichende Umsetzung des politischen Auftrags: Es besteht ein klarer politischer Auftrag (bekundet in der Mo. Fässler Daniel [20.3485](#)), den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen sicherzustellen. Ohne Nachjustierung bleibt dieser Auftrag unerfüllt.

Lösungsansatz

Für die Betreiber bestehender landwirtschaftlicher Biogasanlagen ist essenziell, dass die laufenden Betriebskosten sowie die notwendigen Reinvestitionen auch nach Ende des Einspeisevergütungssystems (EVS) durch eine adäquate Stromvergütung gedeckt werden. Die derzeitigen Vergütungssätze gemäss EnFV berücksichtigen die tatsächlichen Kostenstrukturen sowie den Reinvestitionsbedarf nicht ausreichend. Um die Förderlücke zu schliessen, sollen die Vergütungssätze gezielt nachjustiert werden. Die bereits in der EnFV verankerten Betriebskostenbeiträge bieten ideale Voraussetzungen. Sie sind ohne Investitionskriterium beanspruchbar und können ein Jahr vor Ablauf der KEV beantragt werden. Damit ist ein klarer und nahtloser Übergang gewährleistet.

➔ **Antrag:** Die Vergütungssätze der EnFV sind dringend so nachzujustieren, dass der wirtschaftliche Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die aus dem EVS fallen, sichergestellt ist. Hierzu sollen die Betriebskostenbeiträge gezielt angepasst werden.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Argumente und die Prüfung unseres Antrags.

Freundliche Grüsse



Michael Müller
Präsident
T +41 79 698 74 50



Ronan Bourse
Vorsitzender der Geschäftsleitung
+ 41 79 913 20 43



Albert Meier
Bereichsleiter Politik und Beteiligungen
+41 79 745 03 35

Bundesrat
Herrn Albert Rösti
UVEK
3003 Bern

Per Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Basel, den 20. Juli 2025

Stellungnahme zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Bundesratsbeschluss im November 2025

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, an der oben genannten Vernehmlassung teilnehmen zu dürfen, und nehmen diese Gelegenheit gerne betreffend Änderungen der EnFV wahr.

Zwischenziele

Wir unterstützen das Zwischenziel von 23 TWh per 2030 für den Ausbau der nEE, schlagen aber Modifikationen vor:

Um 23 TWh sicher zu erreichen, braucht es ein System der kommunizierenden Röhren, Beweglichkeit im Vollzug und weitere Verbesserungen der Rahmenbedingungen, insbesondere einen gesicherten Zugang zu den notwendigen PV-Nutzflächen sowie eine Beschleunigung der Bewilligungsverfahren.

Der veranschlagte Zubau von 2,3 TWh Windenergie (eine Verdreizehnfachung) ist nicht realistisch.

- Angesichts der bekannten Fristen wäre es besser, das Windausbauziel per 2035 anzusetzen und einen dynamischen statt linearen Zielpfad festzulegen.
- Jährliche Defizite gegenüber dem linearen Ausbaupfad Wind sind subsidiär im Folgejahr durch erhöhte bzw. verminderte Ausschreibungen für Photovoltaik oder andere erneuerbare Energien (z. B. Biomasseverstromung im Winter) zu kompensieren.
- Zielführende Instrumente wie der Neigungswinkel-Bonus sind so nach oben anzupassen, dass die Begrenzung der Stromimporte auf 5 TWh gemäss Energiegesetz eingehalten werden kann. Der winterorientierte Ausbaupfad ist zu beschleunigen und die Leistungen von Pronovo sollten noch zielgerichteter als bisher auf die Stromerzeugung im Winterhalbjahr ausgerichtet werden.
- Winterstrom: Fassaden-PV sollte an normalen Gewerbe- und Fabrikgebäuden gesichert marktfähig werden. Hierzu fehlen in der Preisstudie empirische Kostendaten. Diese sollten bis 2026 erhoben werden. Es sollte ein separates Fassadenprogramm lanciert werden, das sich an den tatsächlichen Kosten und Erträgen für mehr Winterstrom orientiert.

Revision Einmalvergütung und Ausschreibungen

Ausschreibungen sollten bei einer Beibehaltung von Maximalpreisen mengenmässig nach oben ergebnisoffen durchgeführt werden. Die Einhaltung der Ausbauziele sind über den Preis zu berücksichtigen. Diese sind so anzulegen, dass die gesetzten Ziele auch tatsächlich erreicht werden.

Standorttypen mit unterschiedlichen Gestehungskosten sollten segmentiert ausgeschrieben werden. Insbesondere ist zwischen Anlagen auf Freiflächen und solchen auf Gebäuden/Infrastruktur zu unterscheiden.

Einmalvergütungen

- für Anlagen mit Eigenverbrauch sollten angesichts des sinkenden Marktwerts von Solarstrom angemessen erhöht werden, sodass die gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden, wonach eine Amortisation der Anlagen möglich sein muss, gemessen an Referenzanlagen.
- Einmalvergütungen für Anlagen < 150 kW ohne Eigenverbrauch sollten mindestens die durchschnittlichen Zuschlagswerte der Auktionsergebnisse für Anlagen > 150 kW erhalten (derzeit ca. 550 CHF/kW), denn sie weisen durchschnittlich höhere Kosten auf als Grossanlagen.
- Eine zusätzliche kWh Winterstrom (anteilig jeder Prozentpunkt > 25 %) sollte auch im Unterland ausreichend unterstützt werden. Insbesondere gilt es, Ertragseinbussen im Sommer bei steiler Ausrichtung zugunsten eines höheren Anteils Winterstrom angemessen zu kompensieren.

Im Unterland– und nicht in den Bergen – befinden sich die nach wie vor grössten Potenziale für mehr Winterstrom und sie lassen sich zu bescheideneren Kosten erschliessen als an hochalpinen Lagen, wie unsere Analyse der Kostendaten von realen Projekten gezeigt hat (auf Bahnanlagen, z. B. Perrondach, Bahntechnikgebäuden, Stellwerkgebäuden).

Anlagen mit erhöhtem Winterstromanteil (>30 %)

- Wir sehen anhand der Zahlen von realen Projekten, dass sich im Jura und in den Voralpen ein hoher Anteil Winterstrom (35-40 %) realisieren lässt, zu **Förderkosten von 1.5 bis 2.5 Mio. CHF/GWh.**
- **Man sollte deshalb teure, hochalpine Anlagen nur als P+D Projekte realisieren und sich auf Anlagen mit tiefen bis mittleren Kosten konzentrieren, auch wenn diese „nur“ ca. 400-500 kWh/kW Winterstrom liefern.**
- Tendenziell sollte **jede** zusätzliche kWh Winterstrom (> 25 % Winteranteil) mit einem zielführenden Anreiz Winterstrom-Bonus belohnt werden, unabhängig vom Standort.
- Dazu sollte der Bundesrat Ziele quantifizieren und eine entsprechende Mechanik in der Verordnung festlegen, die dem gesetzlichen Ziel genügen, die Stromimporte im Winterhalbjahr auf 5 TWh zu begrenzen.
- Die Limite zur Begrenzung der Fördermittel von 3,5 Mio. CHF/GWh Winterstrom halten wir für zu hoch. Der Maximal-Wert kann auf 2,5 Mio. CHF/GWh Winterstrom herabgesetzt werden, mit Ausnahmen für die bisherig rechtskonform eingereichten Projekte des Solarexpress und für zukünftige P+D PV-Anlagen.

Kein Boutique-Produkte ab 500 kWh/kW

- Den komplizierten Superbonus für Winterstrom ab 500 kWh/kW halten wir für untauglich. Projektierende werden diesen Rechtsanspruch kaum im Voraus berechnen können.
- Ein solches Boutique-Produkt brauchen wir nicht, das Ziel „mehr Winterstrom“ ist vielmehr bei jeder einzelnen PV-Anlage im ganzen Land zu berücksichtigen. Wir bitten Sie, darauf zu verzichten. Wir brauchen nicht um jeden Preis hochalpine Anlagen, sondern mehr Winterstrom **unabhängig vom Standort**. In den Voralpen und im Jura lassen sich auf flachen Wiesen PV-Anlagen von nationaler Bedeutung erstellen, ohne solche exorbitanten Mehrkosten. Es scheint uns

wichtig, Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion von 300-400 kWh/kW proportional nicht schlechter zu behandeln als die seltenen Anlagesegmente mit >500 kWh/kW.

○ Viel dringlicher als eine hohe Vergütung für hochalpine Anlagen wäre eine Vereinfachung und Beschleunigung der Bewilligungsverfahren in Jura und Voralpen und die Einführung eines „Winterstromzinses“ für die dort ansässigen wirtschaftlich oft schlecht gestellten Gemeinden, um für Bewilligungsverfahren Mehrheiten zu gewinnen.

Bereits laufende Projekte im Rahmen des Solarexpress, die die gesetzlichen Bedingungen erfüllen, sollen ungeschmälerete Leistungen erhalten. Dasselbe sollte für P+D Anlagen gelten, die wir im hochalpinen Raum auch in Zukunft für richtig und wichtig halten.

Gleitende Marktprämie

Abstimmung auf die Ausbauziele

Wie bei den Einmalvergütungen sollten die Ausschreibungen ergebnisoffen durchgeführt werden. Ein Maximalpreis genügt, es braucht keine Mengenkontingente; die Steuerung des Ausbaupfads kann über den Preis erfolgen. Oder umgekehrt: werden weiterhin Kontingente festgelegt, so soll beim Preis mehr Flexibilität gelten. Insbesondere wäre es wünschenswert, den Winterstrom erhöht abzugelten, wenn überdurchschnittliche Winterstromproduktion realisiert werden kann.

Revision Maximalpreis

Die bisherige Deckelung der Gebotspreise für die gleitende Marktprämie bei 9 Rp/kWh halten wir nicht für zielführend. Im Mai 2025 wurde das Kontingent von 50 MW nur zu 4,4 % ausgeschöpft, weil das BFE die Gebotspreise auf deutschem Niveau gedeckelt hat. Arbeitskosten, Landkosten, Pachtzinsen und Projektkosten liegen in der Schweiz aus bekannten Gründen höher als in Deutschland.

Die Verordnung sollte so gestaltet werden, dass die PV-Ausbauziele erreicht werden:

- Kontingente oder Maximalgebote und gleitende Marktprämie ausbauorientiert definieren.
- Ausschreibungen viermal pro Jahr.
- Nicht ausgeschöpfte Kontingente dem Folge-Quartal gutschreiben.
- Bei fehlenden Investitionen in einem Segment Kontingente in einem anderen Segment aufstocken, maximale Preise bei der gleitenden Marktprämie zielführend anpassen, auch unterjährig.

Winterstrom und Bewilligungsverfahren

Nach wie vor sollten wir davon ausgehen, dass Photovoltaik auf Dächern, Infrastrukturen und auf gut zugänglichem flachem Gelände **den spezifisch billigsten Strom liefern kann, auch im Winterhalbjahr.**

Dieser Sachverhalt wäre durch eine Erleichterung der Bewilligungsverfahren für Agri-PV und beim Ortsbildschutz zu berücksichtigen. Es braucht mehr Rechtssicherheit und einfachere Bewilligungsverfahren.

Direktzahlungen in der Landwirtschaft sollten weitergeführt werden, wenn PV-Anlagen vertikal ohne oder nur mit geringer Bodenversiegelung ausgeführt werden. Ein Wegfall verteuert den Solarstrom unverhältnismässig.

Schliessung von Vollzugslücken

Artikel 45b

Wir vermissen konkrete Schritte zur Umsetzung von Art. 45b Energiegesetz (Solarstrom auf öffentlichen Infrastrukturen). Es braucht eine Inventarisierung und klare Zuständigkeiten mit definierten Fristen, bis wann die entsprechenden Potenziale erschlossen werden.

Solarzinsen – finanzielle Abgeltungen für Gemeinden

Erfahrungen mit Wasserkraft zeigen, dass Gemeinden für die Nutzung von Wasserkraft gewonnen werden, sobald Wasserzinsen winken.

Wir plädieren für den Einbau von Solar- und Windzinsen als Fixum in den Ausschreibungsverfahren, sodass Gemeinden für die Auszonung oder Bewilligung von grossen Freiflächenanlagen insb. in Gebieten mit günstiger Winterstrom-Produktion, Aussicht auf gesicherte Einkünfte erhalten. Dies beeinflusst auch die Bildung von Mehrheiten, wenn Bewilligungsverfahren demokratischen Entscheiden unterliegen.

Solarzäune

Mit „Solarzäunen“ könnten viele bestehende Weideflächen oder Wegränder mit mono- und bifazialen PV-Anlagen an erhöhter Lage für Winterstrom genutzt werden. Wir vermissen rechtliche Schritte zur Erschliessung dieser Potenziale – zum Beispiel Meldepflicht statt Bewilligungsverfahren.

Agri-PV

Generell könnte Agri-PV viel Elektrizität liefern, besonders auch Winterstrom. Wir vermissen eine niederschwellige Nutzbarkeit mittels einfacher Bewilligungsverfahren.

Das Potenzial an Grasland an erhöhter Lage ist sehr gross. Wenige Promille dieser Graslandflächen könnten eine erhebliche Winterstromproduktion ermöglichen und in den betreffenden Gebieten erst noch einen Beitrag an die wirtschaftliche Entwicklung leisten. Diese Potenziale scheinen bis heute aus unterschiedlichen Gründen nach wie vor blockiert. Gefragt wären insbesondere Grasland Flächen an erhöhter Lage, wo kaum Konflikte mit Fruchtfolgeflächen auftreten.

Kantone

Kantone sollten vermehrt Anreize erhalten zur Schaffung geeigneter Nutzungszonen in der Freifläche und für PV am Gebäude.

Das Gebäudesanierungsprogramm ist weiterzuführen, ebenso die Steuerabzüge für energetische Sanierungen.

Stellungnahme zu den Änderungen in der Energieförderungs- verordnung (EnFV) und in der Energieverordnung (EnV)

30. Juni 2025



Verein energie-wende-ja (ewj)
Bürglenstrasse 35, 3006 Bern
info@energie-wende-ja.ch

Autoren/ Walter Ott
Auskunft: Steinstrasse 40 B, 5406 Rütihof
Ökonom UNIZ, dipl. El. Ing. ETH,
Vorstandsmitglied ewj
Tel. 079 317 88 15
walter-ott@outlook.com

Zusammenfassung

Mit den Änderungen der EnV und der EnFV geht es darum, nach den von der Stimmbevölkerung deutlich angenommenen energie- und klimapolitischen Gesetzesvorlagen den entsprechenden Vollzug zur Erfüllung der neuen gesetzlichen Vorgaben zu konkretisieren. Die vorgeschlagenen Verordnungsänderungen nutzen aber den gesetzlich vorgegebenen Spielraum aus nicht nachvollziehbaren Gründen nur zum Teil aus und es ist sehr zu bezweifeln, dass damit die gesetzlichen Zielvorgaben erreichbar sind. **energie-wende-ja** fordert daher, dass Anpassungen vorgenommen werden und der neue gesetzlichen Rahmen zur besseren Zielerreichung ausgenutzt wird.

- Die Zielsetzungen für den Ausbau der Photovoltaik sind auf 22 TWh/a im Jahr 2030 bzw. auf 35 TWh/a 2035 zu erhöhen, um angesichts der Realisierungsunsicherheiten bei der Windenergie die Versorgungssicherheit im Winter und die plangemässe Umsetzung der Energiewende zu garantieren.
- Die Bedingungen für einen Winterstrombonus für grosse PV-Anlagen sind zu restriktiv und der Vollzug viel zu kompliziert und unzweckmässig organisiert:
Der Winterstrombonus soll für die Winterproduktion, welche 400 kWh pro kW übersteigt, gewährt werden.
Der Vollzug Winterstrombonus soll mit den vorhandenen Förderstrukturen (Pronovo) erfolgen und deutlich vereinfacht werden. Die Investoren müssen im Investitionszeitpunkt die zu erwartende Förderung abschätzen können.
- Der Höhenbonus soll beibehalten werden. Der vorgesehene Winterstrombonus kann den Höhenbonus nicht ersetzen, weil er zu klein ist, im Vollzug untauglich ist und keine hinreichenden Anreize für die Investoren bietet.
- Der Höchstbeitrag für die Förderung von PV-Grossanlagen widerspricht dem Beschluss im NR und wird in dieser Form abgelehnt, d.h. die maximale Förderung für alpine Solaranlagen soll 60% der Investitionskosten betragen.

1 Änderung der Energieverordnung (EnV)

Wir begrüssen ausdrücklich den Erlass von Zwischenzielen auf dem Weg zu den Zielsetzungen, die gemäss EnG bis 2035 erreicht werden müssen.

Die Zielsetzung für den PV-Ausbau bis 2030 soll ambitionierter sein und **22 TWh/a** statt wie vorgesehen 18.7 TWh/a anstreben. Die aktuelle Dynamik beim Ausbau der PV in der Schweiz ermöglicht es, dieses Ziel zu erreichen und damit verstärkt zur Umsetzung der Energiewende und zur Erhöhung Stromversorgungssicherheit im Winter beizutragen. Obwohl wir die im Verordnungsentwurf anvisierten 2.3 TWh/a Windkraft bis 2030 als erreichbar erachten, sind wir der Ansicht, dass das Potenzial bei PV durch einen Ausbau auf 35 TWh/a bis 2035 besser genutzt werden sollte, um das Risiko zu reduzieren, die um 2035 anvisierten Emissionsreduktions- und Stromversorgungsziele zu verfehlen. Zurzeit ist es noch nicht gesichert, dass der vorgesehene Windenergieausbau auf 2.3 TWh/a bis 2035 angesichts der omnipräsenten Widerstände und Einsprachen wirklich durchgesetzt werden kann.

Gerade vor dem Hintergrund dieser Überlegungen möchten wir die zuständigen Vollzugstellen mit Nachdruck auffordern, der aktuell drohenden Delle bei der Installation neuer PV-Kapazitäten dezidiert entgegenzutreten, indem 2025 nicht nur 2 Auktionen, sondern mindestens 4-5 Auktionen durchgeführt werden. Der Bund hat mit seiner Subventions- und Auktionspolitik Mittel und Wege und damit auch Verantwortung zur kurzfristigen Beeinflussung der Ausbautätigkeit. Ein Stop and Go beim Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ist unbedingt zu vermeiden, dadurch wird aufwendig aufgebautes Investorenvertrauen zerstört. Kapazitätsab- und -aufbaumassnahmen beim installierenden Gewerbe verursachen zudem beträchtliche gesamtwirtschaftliche Kosten.

2 Änderungen Energieförderungsverordnung 2025

2.1 Winterstrombonus grosse PV-Anlagen

Es ist zu begrüßen, dass die PV-Produktion im Winterhalbjahr verstärkt gefördert werden soll, denn diese ist in Zukunft knapp, ganz im Gegensatz zu Sommer-PV-Produktion.

Der vorgeschlagene Winterstrombonus für grosse (alpine) Anlagen ist jedoch nicht zweckmässig ausgestaltet und wir bezweifeln sehr, dass er überhaupt wirken wird:

- Die Grenze von 500 kWh_{winter}/kW ab dem ein Winterstrombonus beansprucht werden kann, liegt zu hoch. Das BFE geht im Verordnungsbericht davon aus, dass Anlagen im Mittelland einen Winterproduktionsanteil von durchschnittlich 27% aufweisen. Eine fast doppelt so hohe Winterproduktion pro kW für die Gewährung eines Winterstrombonus zu fordern, erachten wir als prohibitiv. Damit wird die in der Verordnung geäusserte Absicht unterlaufen, bei signifikanter Mehrproduktion im Winter einen Bonus zu gewähren.
Der Winterstrombonus soll daher für den Winterstrommehrertrag über 400 kWh pro kW gewährt werden. 400 kWh Winterstrom pro kW sind signifikant höher als die im Mittelland realisierbaren 270-300 kWh Winterstrom pro kW und erfüllen das Kriterium in der Verordnung !
- Damit das Förderprogramm die anvisierte Wirkung bei den potenziellen Investoren entfaltet, muss es so ausgestaltet sein, dass die bestehenden Investitionshemmnisse verringert werden. Dazu gehört, dass die Investoren in der Lage sein sollten, die Erfolgsaussichten des Vorhabens trotz der bestehenden Unsicherheiten einigermaßen abzuschätzen und dass der Vollzug der Förderung nicht nochmals zusätzliche Hemmnisse schafft. Der Vollzug des vorgeschlagenen Winterbonus genügt diesen Anforderungen nicht und muss deutlich vereinfacht werden, damit die Bonusförderung nicht zu einer symbolischen Aktion verkommt: Der Bonus soll aufgrund der Simulationen bei der Inbetriebnahme der Anlage grundsätzlich festgelegt sein. Denkbar ist allenfalls, dass jährliche Monitoringdaten abgeliefert werden müssen und dass ein Vorbehalt formuliert wird, dass nach 3-5 Jahren, bei starken Abweichungen von den Simulationsrechnungen, eine Anpassung des Bonus erfolgen wird.
- Gerade auch im Lichte der oben formulierten Forderungen, den Vollzug des Winterstrombonus deutlich zu vereinfachen, schlagen wir vor, dass dieser wie die übrigen Fördermassnahmen unbedingt durch die Pronovo vorgenommen werden soll. Pronovo hat das Vollzugs-Know-how und ist dafür prädestiniert. Parallelstrukturen sollten vermieden werden. Es ist nicht zweckmässig und zudem kostspieliger, für diese Aufgabe im UVEK eine neue Vollzugsstelle aufzubauen.
- Der Höhenbonus bei den Einmalvergütungen soll laut der Vernehmlassungsvorlage gestrichen werden und durch den Winterstrombonus ersetzt werden. Der Winterstrombonus ist aber ein komplett anderes Instrument, keine Einmalvergütung, sondern nur eine in der vorgesehenen Ausgestaltung minime Erhöhung auf der gleitenden Marktprämie, kann er kein Ersatz sein für den Höhenbonus. Er ist zudem in

der vorliegenden Version zu klein und im Vollzug kaum umsetzbar, mit einer Zeitverzögerung von dreieinhalb Jahren in seiner Auszahlung schlicht untauglich. Daher ist auf die Streichung des Höhenbonus zu verzichten.

- Die Verordnung verweist auf das vom BFE empfohlene Simulationsprogramm zur Abschätzung der PV-Erträge. Das vom BFE auch für alpine Solaranlagen verlangte **PV-Syst** ist zwar das bei Einfamilienhausanlagen meistverbreitete Programm. Dieses ist jedoch für die Ertragsprognosen bei alpinen Solaranlagen untauglich, da es die Bifazialität und die Rückstrahlung vom Boden unterschätzt, keinen Hangneigungswinkel kennt und sich mehrere Modulfelder mit unterschiedlicher Ausrichtung schlecht darstellen lassen. Da geht unser Wunsch ans BFE, für alpine Solaranlagen geeignetere Simulationsprogramme zu verlangen, wie das bewährte **Hive** von der ETHZ.

2.2 Höchstbetrag für die Förderung bei PV-Grossanlagen

Wir begrüssen im Prinzip die Einführung eines Höchstbetrags für die Förderung von PV-Grossanlagen, welcher sich an der resultierenden Förderhöhe pro kWh Winterproduktion bemisst. Es ist erstrebenswert, die verfügbaren Fördermittel möglichst effektiv einzusetzen, das heisst so, dass pro Förderfranken möglichst viel zusätzliche **Winterproduktion** realisiert wird. Das gilt aber ganz grundsätzlich und nicht nur für PV, sondern auch für Wasserkraft-, Biomassen-, Windkraft- und Geothermieprojekte und sollte kohärent gehandhabt werden.

Bei den PV-Grossanlagen nach Art. 71a EnG (Übergangsbestimmung zur Produktion von zusätzlicher Elektrizität aus PV-Grossanlagen) besteht jedoch aufgrund der Zielsetzung im Stromgesetz eine spezielle Ausgangslage. Bis zu der im Stromgesetz anvisierten Gesamtproduktion von 2 TWh/a aus PV-Grossanlagen soll der maximale Beitrag höchstens 60% der Investitionskosten betragen. Wie die bisherigen Erfahrungen zeigen, ist die Nutzung alpiner Potenziale teuer. Sie liefern aber im versorgungskritischen Winterhalbjahr bei Windstille und bei stabilen Hochnebellagen, wenn auch Windenergie und Mittelland-PV-Anlagen kaum Strom produzieren, sehr gefragte bzw. höchstwertige Produktionsbeiträge. Bei der parlamentarischen Beratung der Änderung des Energiegesetzes (EnG) lehnte der Nationalrat am 4. März 2025 den folgenden Antrag (Strupler, Egger, Giezendanner, Graber, Guggisberg, Imark, Rüeegger, Wasserfallen) zur Anpassung von EnG Art.71, Abs. 4 ab (Amtliches Bulletin NR vom 4.3.2025):

Die Höhe der Einmalvergütungen für Fotovoltaik-Grossanlagen, die vom Bund nach dem 31. Dezember 2025 ausbezahlt werden, entspricht maximal 60 Prozent der Investitionskosten, soweit die gesamten anrechenbaren Investitionskosten für eine Fotovoltaikanlage nicht mehr als 4000 Schweizerfranken pro Kilowatt betragen und 20 Rappen pro Kilowattstunde nicht überschreiten. Der Bundesrat legt die Ansätze im Einzelfall fest; die Betreiber reichen dazu eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ein.

Dieser Antrag hätte einen Höchstbetrag für die Förderung von Gross-PV-Anlagen von 2'400 CHF/kW etabliert. Der Rat war aber mit 125 gegen 71 Stimmen gegen einen solchen Höchstbetrag. Daher lehnen wird den in der EnFV vorgeschlagenen Höchstbetrag für Gross-PV-Anlagen dezidiert ab. Er widerspricht dem vom Parlament klar geäusserten Willen. Wir erachten den Vorschlag des UVEK in der EnFV daher als unhaltbar, geht er doch noch weiter als die abgelehnte Version im NR.

Per E-Mail

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Frick, den 17. Juli 2025

**Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit
Inkrafttreten am 1. Januar 2026 – Stellungnahme**

Sehr geehrter Herr Bundesrat,
sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 14. April 2025 haben Sie uns eingeladen, zu den vorgesehenen Teilrevisionen der Energieförderungsverordnung (EnFV), der Energieverordnung (EnV), der Stromversorgungsverordnung (StromVV) sowie der Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) Stellung zu nehmen.

Als Vollzugsstelle im Sinne von Art. 63 ff. des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) hat die Pronovo AG (nachfolgend "Pronovo") die zur Vernehmlassung stehenden Entwürfe mit Interesse zur Kenntnis genommen. Im Rahmen von Anhörungen, Vernehmlassungen oder Konsultationen äussert sich Pronovo grundsätzlich nur zu Themen, die ihre gesetzlich definierte Aufgabe als Vollzugsstelle betreffen – insbesondere zum Herkunftsnachweiswesen sowie zu den Fördersystemen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.

Vor diesem Hintergrund beschränkt sich die vorliegende Stellungnahme auf die Teilrevision der EnFV (nachfolgend "nEnFV") im Zusammenhang mit dem Winterstrombonus. Unabhängig davon nimmt Pronovo die Gelegenheit wahr, auf im Vollzug festgestellte Optimierungsmöglichkeiten im Verordnungstext der EnFV hinzuweisen.

Winterstrombonus

Entstehungszeitpunkt des Anspruchs auf den Winterstrombonus nach dem ersten vollen Winterhalbjahr und Bonusentscheid nach drei vollen Betriebsjahren auch im System der GMP

Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 nEnFV

Der Winterstrombonus wird für den spezifischen Winterstromertrag gewährt. Der spezifische Winterstromertrag ist der Stromertrag, den eine Anlage pro kW Leistung im Winterhalbjahr produziert und der 500 kWh pro kW Leistung übersteigt (*Art. 30c Abs. 4^{bis} nEnFV [Art. 30c Abs. 2^{bis} nEnFV löschen und Verweis auf Art. 30c Abs. 4^{bis} nEnFV im Zusammenhang mit der EIV aufnehmen]*).

Die aktuelle Fassung von Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 nEnFV lautet: Sind nach dem ersten vollen Winterhalbjahr die Anspruchsvoraussetzungen für den Winterstrombonus nicht erfüllt oder verzichtet der Betreiber zu diesem Zeitpunkt auf den Winterstrombonus, besteht Anspruch auf allfällige andere Boni. Das bedeutet, dass nach dem ersten vollen Winterhalbjahr der Anspruch auf den Winterstrombonus entstehen soll und der Bonusentscheid nach dem ersten vollen Winterhalbjahr gefällt werden soll. Im Zusammenhang mit der Einmalvergütung (EIV), d.h. GREIV (grossen Einmalvergütung) oder HEIV (hohen Einmalvergütung) soll der Bonusentscheid gemäss dem vorgesehenen Verordnungstext indes erst nach dem dritten vollen Betriebsjahr gefällt werden (vgl. Art. 38 Abs. 1^{quinquies} und Art. 38a Abs. 5^{bis} nEnFV).

Zur Ermittlung der gemittelten spezifischen Winterstromproduktion – die sowohl für die Bestimmung der Höhe des Winterstrombonus als auch für die Frage, ob überhaupt ein Anspruch auf diesen besteht, relevant ist – wird damit im Zusammenhang mit der GMP ein Beurteilungszeitraum von einem Jahr und im Kontext der EIV ein Zeitraum von drei Jahren herangezogen. Als Begründung für die drei vollen Betriebsjahre zur Berechnung des Bonus bei der EIV werden die schwankenden meteorologischen Verhältnisse genannt. Dabei handelt es sich um einen deskriptiven Faktor, der in gleichem Masse im System der GMP gilt. Deshalb schlagen wir vor, dass auch bei der GMP die Beurteilung des Anspruchs auf einen Winterstrombonus nach drei vollen Betriebsjahren erfolgt. Der Anspruch auf den Winterstrombonus soll allerdings im Kontext der GMP weiterhin rückwirkend ab dem ersten vollen Winterhalbjahr entstehen, da sonst Betreiber im System der GMP den Winterstrombonus für die Dauer von etwa zwei Vergütungsjahren verlieren würden.

Verrechnung mit anderen Boni im System der GMP

Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 nEnFV

Mit der Verlängerung der Beurteilungsperiode für den Winterstrombonus auf drei volle Betriebsjahre im System der GMP entstünde die Herausforderung, wie mit der Auszahlung eines provisorischen Bonus umzugehen wäre. Eine provisorische Auszahlung bereits nach dem ersten vollen Winterhalbjahr birgt das Risiko, dass sich nach Ablauf der Dreijahresfrist kein definitiver Anspruch ergibt. Eine Verrechnung des provisorischen Bonus mit künftigen Bonusansprüchen oder GMP-Zahlungen könnte eine pragmatische Lösung darstellen. Sollte eine Verrechnung nicht praktikabel oder rechtlich nicht durchsetzbar sein, wäre aus Gründen der Rechtssicherheit und administrativen Effizienz auf eine provisorische Auszahlung zu verzichten. Eine Rückforderung bereits ausbezahlter Beträge ist nicht zielführend und soll vermieden werden. In diesem Fall sollte der Bonus erst nach Ablauf der vollen Beurteilungsperiode ausbezahlt werden.

Entstehungszeitpunkt des Anspruchs auf einen anderen Bonus im System der GMP

Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 nEnFV

Gemäss dem jetzigen Wortlaut von Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 nEnFV «besteht [nach dem ersten vollen Winterhalbjahr] Anspruch auf allfällige andere Boni». Aus dem Wortlaut der Bestimmung geht nicht klar hervor, dass dieser Anspruch auf andere Boni rückwirkend mit der Einreichung aller erforderlichen Unterlagen, namentlich der Inbetriebnahmemeldung gemäss Art. 30a^{octies} EnFV entsteht. Insbesondere, wenn die Periode für die Beurteilung des Anspruchs auf einen Winterstrombonus auf drei volle Betriebsjahre verlängert werden sollte, wäre der Hinweis auf einen rückwirkenden anderweitigen Bonusanspruch hilfreich. Denn wenn Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 nEnFV streng nach seinem Wortlaut ausgelegt werden würde, wären Anlagenbetreiber, die einen Winterstrombonus beantragen und diesen nicht bekommen, schlechter gestellt als jene, die sich von Anfang an für einen anderen Bonus entscheiden.

Auseinanderfallen der Anspruchsentstehung bzw. Auszahlung der GMP/EIV und des Bonus

Art. 30c Abs. 3^{bis} Satz 2 sowie Art. 38 Abs. 1^{quinquies} und Art. 38a Abs. 5^{bis} nEnFV

Dessen ungeachtet, besteht stets eine Diskrepanz zwischen dem Zeitpunkt der Verfügung bzw. der Auszahlung der GMP bzw. EIV und dem Verfügungs- bzw. Auszahlungszeitpunkt des Winterstrombonus bzw. anderer Boni, was in einem bedeutenden administrativen Mehraufwand der Vollzugsstelle resultiert.

Vollzugsproblematik betreffend den Auszahlungszeitpunkt bei der GMP

Art. 30c Abs. 4^{ter} Satz 2 nEnFV

Gemäss Art. 30c Abs. 4^{ter} Satz 2 nEnFV soll der Winterstrombonus im Rahmen der GMP-Auktion jeweils im zweiten Quartal eines Jahres für das vergangene Winterhalbjahr berechnet und ausbezahlt werden. Die Energiedaten für das erste Jahresquartal erhalten wir von den Verteilnetzbetreibern erst Anfang April. Die Lieferfristen für die Energiedaten und deren Qualitätsstandards werden jedoch nicht immer eingehalten, wodurch ein erhöhter Zeitaufwand für die Nachforderung und Plausibilisierung der Daten entsteht. Zudem muss der effektive Winterstromertrag der potenziell anspruchsberechtigten Anlage vor Erlass der entsprechenden Verfügungen individuell berechnet werden und vor der Auszahlung des Bonus sollte die dazugehörige Verfügung in Rechtskraft erwachsen sein. Vor diesem Hintergrund können wir die Einhaltung der Frist für das zweite Jahresquartal nicht garantieren. Daher bitten wir, die Auszahlung des Bonus für bis spätestens im dritten Quartal anzukündigen.

Baukostenabrechnung

Art. 30c^{quinquies} Abs. 5, Art. 45 Abs. 5 und Art. 46d Abs. 5 nEnFV

Gemäss Seite 4 des Entwurfs des erläuternden Berichts vom November 2025 der EnFV ist der Vollzugsstelle nach dem ersten vollen Betriebsjahr eine detaillierte Baukostenabrechnung einzureichen (siehe auch Art. 30c^{quinquies} Abs. 5, Art. 45 Abs. 5 und Art. 46d Abs. 5 nEnFV), damit die

Kostenentwicklung und die Variabilität der Kosten von Anlagen mit erhöhter Winterstromproduktion verfolgt werden können.

Im Zusammenhang mit der EIV bildet die Einreichung der Baukostenabrechnung eine Voraussetzung für die Auszahlung des Winterstrombonus (Art. 46a Abs. 1 und 2 bzw. Art. 46d^{bis} Abs. 1 und 2 nEnFV).

Was die Konsequenz der Nichteinreichung der Baukostenabrechnung betreffend die GMP ist, ist nicht ausdrücklich geregelt. Daher schlagen wir vor, dass Art. 30c^{quinquies} Abs. 5 nEnFV dahingehend ergänzt wird. Des Weiteren bitten wir um Prüfung der Jahresfrist für die Einreichung der Baukostenabrechnung, zumal durch eine allfällige Nichteinhaltung dieser Frist weiterer administrativer Aufwand für die Vollzugsstelle entsteht. Mit einem Mehraufwand für das Monitoring der Baukostenabrechnung ist ohnehin zu rechnen. Für die Vollzugsarbeit betreffend die Baukostenabrechnung wären wir darüber hinaus um weitere Präzisierungen dankbar. Beispielsweise ist uns noch nicht klar, ob wir diese ohne Gegenprüfung an das BFE übermitteln oder zumindest eine Vollständigkeitsprüfung vornehmen und die Daten für das BFE aufbereiten müssen.

Verbesserungsvorschläge betreffend den Verordnungstext der EnFV Karenzfrist bei HEIV-Auktionen

Art. 35 EnFV

Die Karenzfrist nach Art. 35 EnFV soll in erster Linie verhindern, dass Anlagenbetreiber das HEIV-Auktionsverfahren für Photovoltaikanlagen umgehen. Nach der aktuellen Formulierung von Art. 35 EnFV sind jedoch alle Anlagenbetreiber von Photovoltaikanlagen auf einem Grundstück, die bereits eine hohe Einmalvergütung erhalten haben, von der einjährigen Karenzfrist betroffen. Dies umfasst auch Fälle, in denen unseres Erachtens keine Gefahr einer Umgehung des Auktionsverfahrens besteht. Keine solche Gefahr könnte dann gegeben sein, wenn zwei Anlagen auf einem Grundstück an einem HEIV-Auktionsverfahren teilgenommen haben, einen Zuschlag bekommen haben und innerhalb eines Jahres in Betrieb gehen, oder, wenn eine an einem HEIV-Auktionsverfahren teilnehmende Anlage einen Zuschlag bekommen hat und eine zweite Anlage auf demselben Grundstück innerhalb eines Jahres für eine HEIV angemeldet wird.

Wir schlagen deshalb vor, den Verordnungstext von Art. 35 EnFV so umzuformulieren, dass die Karenzfrist nur für die Fälle gilt, in denen tatsächlich eine Umgehung der HEIV-Auktion stattfindet. Zum Beispiel könnte man präzisieren, dass der Art. 35 EnFV für die hohe Einmalvergütung gemäss Anhang 2.1 Ziff. 2.10 EnFV anwendbar ist. Dadurch könnten auch allfällige *contra legem* Auslegungen von Art. 35 EnFV verhindert werden.

Investitionsbeiträge für Biomasse und Wind: Widerruf der Zusicherung dem Grundsatz nach

Art. 80e EnFV

Unserer Meinung nach sollte Art. 80e EnFV um einen Absatz zum Widerruf der Zusicherung dem Grundsatz nach ergänzt werden, der den entsprechenden Bestimmungen des Einspeisevergütungssystems (Art. 24 Abs. 3 EnFV), der gleitenden Marktprämie (Art. 30c^{sexies} Abs. 3, Art. 30d^{octies} Abs. 2, Art. 30e^{undecies} Abs. 5 EnFV) und der Einmalvergütung für grosse Photovoltaikanlagen (Art. 46 Abs. 3 EnFV) entspricht. Dadurch könnte eine einheitliche Regelung für alle Fördersysteme erzielt werden, die eine Zusicherung dem Grundsatz nach vorsehen.

Art. 87i EnFV

Auch Art. 87i EnFV sollte um einen Absatz zum Widerruf der Zusicherung dem Grundsatz nach ergänzt werden. Hierzu wird auf die vorstehenden Ausführungen zu Art. 80e EnFV verwiesen. Bei Windkraftanlagen muss der Widerruf der Zusicherung dem Grundsatz nach ebenfalls möglich sein, wenn die Frist für die Projektfortschrittsmeldung nicht eingehalten wird.

Anrechenbare Investitionskosten bei erheblichen Erneuerungen von Biomasseanlagen

Art. 68 Abs. 3, Art. 84 lit. b und Anhang 2.3 Ziff. 2.4, 3.4 und 6.3 EnFV

Aus Art. 68 f. und Art. 84 f. EnFV ergibt sich, dass die anrechenbaren Investitionskosten im Zusammenhang mit einem Investitionsbeitrag für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen nach Anhang 2.3 Ziff. 2.4, 3.4 oder 6.3 EnFV zu bestimmen sind. Die anrechenbaren Investitionskosten betreffen demnach nur die «Anlagenbestandteile». Es wäre jedoch gerechtfertigt, auch mit Bezug auf diese Anlagen die Planungs- und Bauleitungskosten gemäss Art. 61 Abs. 1 bis 3 EnFV ausdrücklich zu berücksichtigen. Nach Art. 81 EnFV ist Art. 61 EnFV bereits für Kehrlichtverbrennungsanlagen, Schlammverbrennungsanlagen und Deponiegasanlagen anwendbar.

Unseres Erachtens braucht es auch mit Bezug auf Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen einen expliziten Verweis auf Art. 61 Abs. 1 und 3 EnFV, zumal dieser in anderen Zusammenhängen vorliegt und man dadurch in diesem Zusammenhang auf ein «qualifiziertes Schweigen» schliessen könnte. In einem solchen Fall dürfte die Regelungslücke nicht durch Analogie oder Lückenfüllung geschlossen werden.

Art. 30e^{ter} Abs. 2 EnFV

Die Bestimmungen zur gleitenden Marktprämie enthalten keine Angaben zur Bestimmung der anrechenbaren Investitionskosten. Es wäre daher sinnvoll, auf die entsprechenden Bestimmungen für Investitionsbeiträge zu verweisen.

Ökologische und energetische Mindestanforderungen

Anhang 5 Ziff. 2.1 EnFV

Für den Betriebskostenbeitrag von Holzkraftwerken wird auf die energetischen Mindestanforderungen von Anhang 2.3 Ziff. 3.2 EnFV verwiesen. Da sich Anhang 2.3 Ziff. 3.2 EnFV jedoch auf den Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen bezieht, ist dort keine Beurteilungsperiode vorgesehen. Wir gehen davon aus, dass die Beurteilungsperiode beim Betriebskostenbeitrag analog zu Anhang 1.5 Ziffer 2.2.2 EnFV zu bestimmen ist und somit ein Kalenderjahr umfasst. Ein expliziter Verweis auf Anhang 1.5 Ziffer 2.2.2 in Anhang 5 Ziffer 2.1 lit. a EnFV wäre allerdings von Vorteil.

Anhang 6.3 Ziff. 2 EnFV

Für die gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen gibt es keinen Verweis auf die ökologischen Mindestanforderungen in Anhang 1.5 Ziffer 2.3 EnFV. Anhang 6.3 Ziff. 2.3.1 EnFV sieht jedoch eine Beurteilungsperiode von drei Monaten für die ökologischen Mindestanforderungen vor. Heisst das, dass die ökologischen Mindestanforderungen von Anhang 1.5 Ziff. 2.3 EnFV bei der gleitenden Marktprämie anwendbar sind? Wenn ja, wäre ein entsprechender Verweis im Anhang 6.3 Ziffer 2 EnFV wünschenswert.

Eine fehlende Prüfung der ökologischen Mindestanforderungen im Zusammenhang mit der GMP liesse sich dadurch rechtfertigen, dass - anders als im Einspeisevergütungssystem - der ökologische Mehrwert bei Anlagen im System der gleitenden Marktprämie nicht als abgegolten gilt und die Herkunftsnachweise frei gehandelt werden können. Sollte dies die Auffassung des Ordnungsgebers widerspiegeln, schlagen wir vor, dass die ökologischen Mindestanforderungen in Anhang 6.3 Ziff. 2.3.1 EnFV gestrichen werden.

Anhang 2.3 Ziff. 2, Ziff. 3 und Ziff. 6 EnFV

Ebenso gibt es für den Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen keinen Verweis auf die ökologischen Mindestanforderungen von Anhang 1.5 Ziff. 2.3 EnFV. Ist es richtig, dass Pronovo beim Gesuch um Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen keine ökologischen Mindestanforderungen überprüfen muss?

Abrechnung von Projektierungsbeiträgen bei Auszahlung von Investitionsbeiträgen

Da Projektierungsbeiträge gemäss Art. 35b EnFV pro Projekt, d.h. Windpark, gewährt werden, Investitionsbeiträge hingegen für einzelne Anlagen, wäre es hilfreich, präziser in der EnFV zu regeln, wie die Projektierungsbeiträge von den Investitionsbeiträgen gemäss Art. 27a EnG abzuziehen sind. In Bezug auf diesen Abzug wäre es insbesondere relevant, wie der Projektierungsbeitrag auf verschiedene Investitionsbeitragsgesuche und auf die zwei Auszahlungstranchen des Investitionsbeitrags verteilt werden muss.

Prozentsatz der Kosten von Biomasse-Referenzanlagen, der durch den Investitionsbeitrag gedeckt werden soll in EnFV aufnehmen

Seit dem 1. Januar 2025 wird der Investitionsbeitrag für neue oder wesentlich erweiterte Biomasseanlagen nach dem Referenzanlagenprinzip berechnet. Dieses Prinzip legt fest, dass die Höhe des Beitrags nicht mehr auf den effektiven Projektkosten basiert, sondern auf einem festen Prozentsatz der Kosten einer standardisierten Referenzanlage. Für Biogasanlagen beträgt dieser Anteil 50 Prozent, für Holzkraftwerke 40 Prozent und für Klärgasanlagen 20 Prozent. Problematisch ist dabei, dass der erläuternde Bericht vom 20. November 2024 auf Seite 7 zur entsprechenden Änderung der Energieförderungsverordnung betreffend erhebliche Erneuerungen nicht transparent darlegt, wie diese Referenzkosten ermittelt wurden. Zudem enthält der Bericht lediglich ein Berechnungsbeispiel für Biogasanlagen, ohne klarzustellen, dass dieses nicht auf andere Anlagentypen übertragbar ist. Dadurch bleibt unklar, wie die Investitionsbeiträge für Holzkraftwerke und Klärgasanlagen konkret berechnet werden sollen. Das BFE hat hierzu eine Vollzugshilfe auf seiner Homepage veröffentlicht. Wir sind allerdings der Auffassung, dass eine Änderung des Verordnungstextes aufgrund der massiven Auswirkungen auf die Anlagenbetreiber unerlässlich ist.

Nach dem Gesagten schlagen wir vor, dass Art. 85 Abs. 2 EnFV folgendermassen ergänzt werden soll: «Die Ansätze sind in Anhang 2.3 Ziffer 7 festgelegt. Sie orientieren sich an den Kosten für Referenzanlagen der jeweiligen Technologie und betragen 50 % für Biogasanlagen, 40 % für Holzkraftwerke und 20 % für Klärgasanlagen.»

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und grüssen Sie, Herr Bundesrat, sehr geehrte Damen und Herren, sehr freundlich.

Pronovo AG



Thomas Spaar
Geschäftsführer



Moritz Widmer
Leiter Corporate Services



Per E-Mail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
Ihr Kontakt: Thomas Porchet,
Energiepolitik Schweiz

Disentis/Mustér, 21. Juli 2025

Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026: Stellungnahme Gemeinde Disentis/Mustér

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit im Rahmen des vorliegenden Vernehmlassungsverfahrens zu den Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Stellung nehmen zu können.

Allgemeine Bemerkungen

Mit der Revision des Energiegesetzes Art. 71a hat die Bundesversammlung den Bau von Solargrossanlagen ermöglicht. Viele Elektrizitätswerke haben daraufhin die Gelegenheit genutzt den Bau solcher Anlagen zu prüfen und zu realisieren. In der Gemeinde Disentis/Mustér planen die AXPO AG zusammen mit den Bergbahnen Disentis AG die alpine Grossanlage "Ovra Solara Magriel SA". In einer Urnenabstimmung hat die Stimmbevölkerung der Gemeinde Disentis/Mustér am 22. Oktober 2023 mit 595 (66%) Ja-Stimmen und 300 (33%) Nein-Stimmen dem Projekt der Axpo AG und Bergbahnen Disentis AG zugestimmt. Am 14. April 2024 haben die Stimmberechtigten zudem der Errichtung einer Baurechtsdienstbarkeit mit der Ovra Solara Magriel SA zugestimmt.

Das Projekt der Ovra Solara Magriel SA wurde in der Zwischenzeit rechtskräftig durch die Regierung des Kantons Graubünden am 20. Januar 2025 bewilligt. Nun prüft die Ovra Solara Magriel SA ob die Anlage gebaut werden soll. Damit verbunden ist auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Eine Voraussetzung dazu bildet die Revision des Energiegesetzes EnG. Im Rahmen des Gesetzes wurden auch Bundesbeiträge an Solargrossanlagen bis in Höhe von 60% in Aussicht gestellt. Für die Erlangung der Beiträge wurden im Gesetz auch Fristen gesetzt. Eine davon ist jene, dass die Anlage bis Ende 2025 10% der Produktion ins Netz einspeisen muss. Im Nachhinein hat man festgestellt, dass die im Gesetz festgelegten Fristen grösstenteils nicht eingehalten werden können. Deshalb hat die Bundesversammlung im Herbst 2024 diese Fristen angepasst. Nun soll die Energieförderverordnung EnFV angepasst werden. Auf dem Wege der Verordnung ist es vorgesehen die Voraussetzungen für Beiträge an Grossanlagen zu ändern. Somit werden für bereits bewilligte Anlagen die Spielregeln geändert. Mit der Pauschalisierung der Beiträge werden diese massiv verringert und die Wirtschaftlichkeit

der Grossanlagen in Frage gestellt. Dies nachdem Anlagen bereits rechtskräftig bewilligt worden sind. Für die Gemeinde Disentis/Mustér, welche zur Genehmigung der Solargrossanlage Oвра Solara Magriel SA wesentlich beigetragen hat, macht es den Anschein, dass bereits bewilligte Anlagen über die Frage der Wirtschaftlichkeit, bzw. Finanzierung verhindert werden sollen. Zudem vermissen wir im Rahmen dieser Revision die notwendige Planungssicherheit zu Gunsten der Kraftwerke, welche bereit sind Kostspielige Planungen an die Hand zu nehmen. Deshalb können wir die Bedenken der Axpo AG und der Bergbahnen Disentis AG zur Revision der Energieförderverordnung EnFV nachvollziehen und unterstützen. In der Folge erhalten Sie unsere Stellungnahme zur Revision der EnFV.

Zu den einzelnen Verordnungsänderungen unterstützen wir die Positionen der Axpo AG wie folgt:

Energieförderverordnung EnFV

Art. 30c, Art. 46u und Anhang 2.1

Allgemeine Anmerkung zum Winterstrom und Winterstrommehrertrag:

Im vorliegenden Entwurf der Energieförderverordnung wird an mehreren Stellen der Ertrag von PV-Anlagen im Winterhalbjahr herangezogen. Die Abstimmung auf Winterstrom ist richtig, jedoch sind die einzelnen Monate des zugrundeliegenden Halbjahres Oktober bis März für die Versorgungssicherheit unterschiedlich relevant. Kritisch für die Versorgungssicherheit ist der Zeitraum von November bis Februar, sodass für die Förderung dieser Zeitraum massgebend sein sollte. Die Berücksichtigung der weiteren Monate Oktober und März verzerrt die Förderkosten zuungunsten der Versorgungssicherheit.

Art. 46p Definitive Festsetzung der Einmalvergütung

Antrag:

1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen nach Art. 71a Abs. 2 EnG zum Zeitpunkt der Meldung der Nettoproduktion noch erfüllt, so setzt das BFE die Einmalvergütung auf den tiefsten Betrag der folgenden Werte definitiv fest:

...

Höchstbetrag nach Artikel 46u

Art. 46u Höchstbeitrag

Antrag: Streichen.

Begründung:

Die mit der vorliegenden Anpassung beabsichtigte Beschneidung der Förderung stellt eine signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen für alpine Solaranlagen dar und widerspricht dem Willen des Gesetzgebers. Die als Pionieranlagen zu beurteilenden Projekte haben bereits unter dem bestehenden Förderregime des Solar-Expresses grosse technische und kommerzielle Herausforderungen zu bewältigen. Die Projektanten hätten die ursprünglich geltenden Fristen wegen der gesamten Dauer von Entwicklungsphase, Planungs- und Bewilligungsprozess in vielen Fällen nicht einhalten können. Wegen der Signale aus der Politik – die sich im Beschluss der Eidgenössischen Räte in der vergangenen Märzsession, das Regime des Solar-Expresses zu verlängern, konkretisiert haben – haben die Projektentwickler die Arbeiten an den Projekten dennoch unter Hochdruck weiterverfolgt. Sie haben dabei hohe Beträge, oft im Umfang von Millionen, investiert – immer im Vertrauen auf die

politischen Signale, dass das bestehende Förderregime weitergeführt oder zumindest verlängert werden soll.

Die mit der vorliegenden Verordnungsänderung vorgeschlagene Reduktion des Höchstbeitrags in Höhe von 3.5 MCHF entspricht einer Halbierung der Unterstützung aller alpinen Solaranlagen, die sich noch nicht im Bau befinden. Selbst mit der bisher vorgesehenen vollen Förderung ist eine wirtschaftliche Umsetzung der Projekte herausfordernd und nur mit innovativen Vermarktungsansätzen wie langfristigen Energiebezugsverträgen möglich. Mit der beabsichtigten Reduktion des Höchstbeitrages werden diese Anlagen verhindert. Dabei ist bereits in der geltenden Regelung eine Begrenzung der Förderung vorgesehen, sodass kein Risiko einer Überförderung besteht.

Schliesslich scheint die Begründung und Herleitung des Höchstbeitrags im Zusammenhang mit der Fördereffizienz wenig einleuchtend. Neben der Fokussierung auf das Winterhalbjahr (Oktober bis März) anstelle der Monate November bis Februar (siehe oben) ist es nicht nachvollziehbar, warum als Referenz die Kosten der allgemeinen Ausschreibungen herangezogen werden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Winterstromproduktion der alpinen Solaranlagen vor allem durch Anlagen in der Ausschreibung substituieren lässt. Ein Grossteil der aktuellen Förderung wird jedoch an Kleinanlagen ausgezahlt, die zudem noch durch den Eigenverbrauch unterstützt werden. Bei einer Berücksichtigung dieser Förderungen als Referenzwert würde sich eine Vervielfachung des Höchstbeitrags ergeben.

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

Antrag:

2ter (neu) Ausnahmen von den maximal anrechenbaren Beträgen nach Absatz 2bis sind zulässig, sofern das BFE einen ausgewiesenen Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität festgestellt hat, um erneuerbare Energien integrieren zu können oder um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.

Begründung:

Auch wenn die vorgeschlagenen Höchstbeträge für die Anrechenbarkeit von Investitionskosten im Grundsatz angemessen und praktikabel erscheinen, sollte eine Ausnahmemöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, dass nach Ansicht des BFE ein ausgewiesener Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten besteht, um erneuerbare Energien integrieren zu können. Die vorgeschlagene Formulierung orientiert sich dabei an der bereits bestehenden Ausnahmeregelung in Art 26 Abs. 2 Satz 2 EnG im Hinblick auf die Förderfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken, räumt aber dem BFE direkt einen entsprechenden Handlungsspielraum ein.

Energieverordnung (EnV)

Anhang 3 Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen 3 Anrechenbare Kosten

Antrag:

3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:

- a. ...
- e. Streichen.

Begründung:

Die vorgeschlagene Änderung will das Urteil des Bundesgerichts (Urteil 2C_116/2022 vom 3. Mai 2023) korrigieren, wonach die Entschädigung der Kosten von Massnahmen zur ökologischen Sanierung gemäss Art. 34 EnG auch den nichtschweizerischen Hoheitsanteil umfasst. Allerdings widerspricht die beabsichtigte Änderung übergeordnetem Recht. Anders als in den Erläuterungen dargelegt, räumt die in Art. 60 Abs. 3 EnG vorgesehene Gesetzesdelegation dem Bundesrat keine Kompetenz ein, übergeordnetes Recht im Rahmen einer vermeintlichen Konkretisierung zu ändern. Das Bundesgericht kommt in seinem Urteil zum Schluss, dass in einer Gesamtbetrachtung die Kosten für die Sanierung des Geschiebehaushalts und der Fischgängigkeit nicht nur bei Binnenwasserkraftwerken, sondern auch bei Grenzwasserkraftwerken grundsätzlich vollständig zu entschädigen sind. Die vorgeschlagene Änderung widerspricht der höchstrichterlichen Auslegung und bewegt sich damit ausserhalb der Kompetenz des Bundesrates zur Konkretisierung des übergeordneten Rechts.

Die Verordnungsänderung verstösst zudem in zweierlei Hinsicht gegen die Gewaltenteilung. Einerseits hebt sie den im übergeordneten Recht verankerten Willen des Gesetzgebers aus. Andererseits versucht sie, ein rechtskräftiges Urteil des Bundesgerichts zu umgehen.

Die vorgeschlagene Änderung widerspricht weiter dem Wasserechtsgesetz (WRG), dass dem Konzessionär mit Verleihung der Konzession ein wohlerworbenes Recht einräumt. Da sich die Schweizer Konzession von Grenzkraftwerken auf das gesamte Kraftwerk und die gesamte Breite des konzessionierten Gewässerabschnitts erstreckt – und nicht etwa nur auf den Schweizer Hoheitsanteil – bezieht sich auch das wohlerworbene Recht auf den Wert der Konzession für das gesamte Kraftwerk. Eingriffe müssen gemäss Art. 43 Abs. 2 WRG vollständig entschädigt werden, was durch die Erstattung der vollständigen Kosten gemäss Art. 34 EnG sichergestellt wird. Die Beschränkung der Kostenerstattung auf den schweizerischen Hoheitsanteil verweigert den Grenzkraftwerken demgegenüber die vollständige Entschädigung von Eingriffen in ihre wohlerworbenen Rechte.

Die beabsichtigte Verordnungsänderung führt auch zu einer unzulässigen, zweifachen Ungleichbehandlung der Grenzkraftwerke. Erstens kämen nur Anlagen, bei denen das Sanierungsverfahren vor der vorliegenden Verordnungsänderung bereits soweit fortgeschritten ist, dass Entschädigungsgesuche gestellt werden konnten, in den Genuss einer vollständigen Entschädigung. Demgegenüber würde Grenzkraftwerken, die erst nach Inkrafttreten der Verordnungsänderung Entschädigungsgesuche stellen, nur die Kosten im Umfang des schweizerischen Hoheitsanteils erstattet.

Zweitens würden Grenzkraftwerke gegenüber Binnenkraftwerken benachteiligt. Bei der Erstattung der Kosten von Sanierungsmassnahmen handelt es sich um eine Abgeltung für die Erfüllung einer gesetzlich vorgeschriebenen Aufgabe. Sie ist durch den Eingriff in die wohlerworbenen Rechte der Kraftwerksinhaberinnen begründet. Solche Eingriffe sind nur zulässig, wenn sie mit dem öffentlichen Wohl begründet sind und vollständig entschädigt werden. Ökologische Sanierungen dienen dem öffentlichen Wohl, weil naturnahe Gewässer als gesamtgesellschaftlich wertvoll gelten. Die Sanierungsmassnahmen kommen dabei nicht nur dem unmittelbar an ein Kraftwerk angrenzenden Gewässerabschnitt – und schon gar nicht nur dem schweizerischen Hoheitsanteil – zugute, sondern dienen im Gegenteil dem Gewässersystem als Ganzem. So ermöglichen zum Beispiel Fischaufstieghilfen am Hochrhein die Wanderung der Fische auch in die Systeme der Aare, der Reuss, der Limmat und

der Thur und dienen damit rein schweizerischen Gewässern. Die an den Schweizer Mittellandflüssen geplanten Fischwanderanlagen können ihren vollen Nutzen nur entfalten, wenn die Fischwanderung auch am Hochrhein saniert wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Grossteil der in den Hochrhein mündenden Gewässer, sowie auch der deutlich grössere Abflussanteil, von Schweizer Gewässern stammt. Der «Wanderkorridor Hochrhein» kommt also primär den Schweizerischen Fliessgewässern zugute. Damit dienen Sanierungen von Grenzkraftwerken gleichermaßen dem schweizerischen öffentlichen Wohl wie solche von Binnenkraftwerken. Die Kürzung der erstatteten Kosten um den ausländischen Hoheitsanteil bei Grenzkraftwerken würde bedeuten, dass diese vergleichbaren Leistungen unterschiedlich abgegolten würden.

Der in den Erläuterungen angestellte Vergleich mit der Beschränkung der Investitionsbeiträge auf den schweizerischen Hoheitsanteil ist schliesslich nicht einschlägig, weil es sich um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte handelt. Investitionsbeiträge sind gemäss Subventionsgesetz (SuG) Finanzhilfen für selbstgewählte Aufgaben. Die Empfänger der Investitionsbeiträge sind in keiner Weise verpflichtet, die Investitionen, für die sie einen Beitrag beantragen, zu tätigen. Zweck der Investitionsbeiträge ist es, einen Anreiz für Investitionen zu schaffen.

Inhaberinnen von Kraftwerken dagegen sind gesetzlich verpflichtet, Sanierungsmassnahmen nach Gewässerschutz- und Fischereigesetz (Art. 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF) umzusetzen. Sie sind also gezwungen, die Kosten der Massnahmen auf sich zu nehmen, und sich den Eingriff in ihr wohlerworbenes Recht gefallen zu lassen. Dafür können sie eine Abgeltung, deren Zweck die volle Entschädigung des Eingriffs in das wohlerworbene Recht ist, in Anspruch nehmen. Entsprechend hat der Gesetzgeber entschieden, die vollständigen Kosten der Massnahmen zu erstatten – wie das Bundesgericht in seinem oben genannten Urteil festhält.

Letztlich führt eine nicht vollständige Erstattung der Kosten dazu, dass Sanierungsmassnahmen aufgrund von Streitigkeiten über die Entschädigung für den Eingriff in wohlerworbene Rechte nicht umgesetzt oder die Inhaberinnen der Kraftwerke nur die minimal notwendigen Massnahmen umsetzen würden. Beides hätte eine Wertminderung der Wasserkraftanlagen bei Konzessionsende (gegenüber einem Zustand mit vollständiger Umsetzung der Sanierungsmassnahmen) zur Folge. Sollte sich die Sanierung aufgrund divergierender Positionen bis zum Konzessionsende verzögern, würden die Beurteilung der Verhältnismässigkeit allfälliger Sanierungsmassnahmen und die Frage der Kostentragung ins Konzessionserneuerungsverfahren verschoben. Dies könnte je nach Fallkonstellation dazu führen, dass bei einer Konzessionserneuerung zusätzlich grosse Investitionen in Massnahmen gemäss Art. 39a und 43a GSchG bzw. Art. 10 BGF getätigt werden müssten. Diese Kosten würden letztlich wirtschaftlich die heimfallberechtigten Gemeinwesen belasten.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Mit freundlichen Grüssen
Gemeinde Disentis/Mustér

René Epp
Gemeindepräsident

Roland Cajacob
Geschäftsführer





Per eMail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Sedrun, 21. Juli 2025

Zuständig Martin Cavegn
Direktwahl 081 920 47 80
E-Mail martin.cavegn@tujetsch.ch
Datum 21.07.2025

Vernehmlassung zur Änderung der Energieförderverordnung EnFV

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Gemeinde Tujetsch GR verfügt über eine lange Erfahrung in der Erzeugung von erneuerbarer Energie. Der Bau der beiden Stauseen Nalps und Curnera Ende der 50er Jahre waren Pionierprojekte in der Wasserstromerzeugung. Sie bringen bis heute Wertschöpfung in ein historisch eher strukturschwaches Tal in geographischer Peripherie.

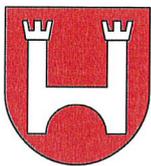
Aktuell entstehen mit den beiden alpinen PV-Projekten Sedrun Solar und Nalps erneut Leuchtturmprojekte in der Gewinnung von erneuerbarem Strom, diesmal als Sonnenenergie.

Das lokale Energieversorgungsunternehmen energia alpina (www.energia-alpina.ch) befindet sich in Besitz der Gemeinde Tujetsch und hat die erste alpine PV-Anlage der Schweiz, Sedrun Solar (www.sedrun-solar.ch) entwickelt. Die zu bebauende Parzelle befindet sich im Eigentum der Gemeinde Tujetsch und wurde der Sedrun Solar AG im Baurecht übertragen. Das Projekt Nalps wird durch AXPO realisiert (www.axpo.com/ch/de/energie/produktion-und-verteilung/solarenergie/nalpsolar.html). Beide Projekte befinden sich in der Bauphase.

Die Gemeinde Tujetsch steht voll und ganz hinter den beiden Projekten und unterstützt diese mit allen einer Gemeinde zur Verfügung stehenden Mitteln. Wir sind überzeugt, mit der Nutzung der Sonnenkraft, analog der Wassernutzung, neben nachhaltiger Energie auch nachhaltige Wertschöpfung für unser Tal zu generieren. Auch sehen wir für andere Gemeinden dieselben Möglichkeiten, um ihren Beitrag an die Energiewende zu leisten und gleichzeitig Wertschöpfung in Alpentälern zu sichern.

Die Wirtschaftlichkeit sowie das Bauen im alpinen Gelände stellen allerdings grosse Herausforderungen dar. Die finanzielle Unterstützung im Rahmen des «Solarexpresses» ist unabdingbar, um der hohen Kapitalintensität der Anlagen Rechnung zu tragen.

Aktuell stellen wir im Austausch mit Gemeindevertreter anderer möglicher Standortgemeinden fest, dass die Diskussion der vorliegenden Ordnungsänderungen den Schwung anderer Projektentwickler bremst. Insbesondere die in Art. 46p in Verbindung mit Art. 46u EnFV vorgesehene Ergänzung um Buchstaben d erachten wir als signifikante Verschlechterung des Förderregimes für alpine PV-Anlagen.



Vischnaunca
Tujetsch

Der Zweck der Ergänzung ist zwar nachvollziehbar, die Berechnung zur maximalen Förderung von CHF 3.5 Mio. pro GWh Winterstromproduktion erscheint rein kalkulatorisch und berücksichtigt die Herausforderungen des alpinen Bauens in keiner Weise. Eine solche Beschränkung würde den «Solarexpress» spürbar bremsen. Die Regelung widerspricht aus unserer Sicht dem Volkswillen im Zusammenhang mit dem «Solarexpress».

Wir beantragen aus obgenannten Gründen, den Art. 46p Buchstabe d ersatzlos zu streichen.

Wir bedanken uns herzlich für die Berücksichtigung unseres Anliegens und stehen für eine Vertiefung der Diskussion jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Vischnaunca Tujetsch

Martin Cavegn

Gemeindepräsident

Simona Giossi

Leiterin Gemeindeverwaltung