



21.047 s Sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Bundesgesetz

Notiz des BFE vom 24. April 2023 zu Handen der UREK-S zu den Anträgen S151, S157, S150 und S154

1. Auftrag an die Verwaltung gemäss den Anträgen S151, S157, S150 und S154

Die UREK-S hat die Verwaltung am 21. März 2023 beauftragt, einen Bericht zur Erzeugungs-, Verbrauchs- und Importentwicklung zu erstellen. Mit dem vorliegenden Bericht werden mehrere Anträge beantwortet:

- S151: Die Verwaltung wird beauftragt, eine Analyse der Beschlüsse des Nationalrates zum Erlass dahingehend zu erstellen, dass ersichtlich ist:
 - Welche Mehrproduktion im Winter die bisherigen Beschlüsse erreichen.
 - Welche Minderproduktion im Winter die bisherigen Beschlüsse erreichen.
 - Diese Mehr- oder Minderproduktion auf einer Zeitachse bis 2050 anzugeben.
 - Die Kosten der Mehrproduktion anzugeben, soweit möglich.
- S157: Prognose zu Stromproduktion und -verbrauch, auf Grundlage der Entscheidungen des Nationalrats: Folgende Zusammenstellung mit dem Jahr 2020 als Ausgangspunkt, dann für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040, jeweils getrennt für das Winter- und Sommerhalbjahr:
 - Gesamtverbrauch an elektrischer Energie.
 - Mit den entsprechenden Annahmen, wie den Auswirkungen der Effizienzmassnahmen, usw.
 - Gesamtproduktion von elektrischer Energie
 - Wasser, Wind, Solar (Mittelland und alpin), Kernkraftwerke (Annahme, dass Beznau im Jahr 2030 oder 2031 ausser Betrieb gehen muss).
 - Wie hoch sind die Verluste durch Restwassermengen und anderes?
 - Insbesondere braucht es eine Schätzung für die Inbetriebnahme-Termine der 15 Projekte des «Runden Tisches» (evtl. unter Berücksichtigung der Beschleunigungsvorlage)
 - Wieviel muss importiert werden?

Mit diesen Informationen sollte ein Ausgangspunkt erarbeitet werden, um zu beurteilen, wo die Schweiz mit der Energieproduktion steht. Erreicht das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien das Ziel, die Versorgung mit elektrischer Energie zu sichern, ohne dass die Schweiz neue thermische Kraftwerke braucht?

- S150 (1.-3., sowie 5. Punkt): Prognose des zusätzlichen Zubaus und der Erreichung des gesetzten Nettoproduktionsziels dank Artikel 2a EnG Fassung Nationalrat: Die Verwaltung wird gebeten, ausgehend von der Fassung des Nationalrats von Artikel 2a EnG, folgende Berechnung/Schätzung/Prognose vorzunehmen: Zusätzliche Nettoproduktion Energie dank Art. 2a EnG bis Ende 2035 (total, Sommerhalbjahr, Winterhalbjahr) und Total Nettoproduktion Energie aus Wasserkraft Ende 2035 (mit und ohne Artikel 2a EnG).



- S154 (3. Punkt: «Realistischer Zubau (Wasser und EE)»): Zur Einordnung der vom Nationalrat beratenen Vorlage des Mantelerlasses fragt den Auftrag die Verwaltung mit welchem realistischen Zubau an Elektrizität darf aufgrund der aktuellen Vorlage gerechnet werden.

2. Antwort / Stellungnahme des BFE

2.1 Produktionsseite: Mehr- / Minderproduktion inkl. grober Aussage zu Kosten

2.1.1 Wasserkraft

2.1.1.1 Ausgangslage

Die Studie des BFE aus dem Jahr 2019 zum [Wasserkraftpotenzial der Schweiz](#) kam zum Schluss, dass der heute geltende Richtwert 2035 erreichbar ist (37.4 TWh/a gemäss Art. 2 Abs. 2 EnG). Dazu müsste aber fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden, wobei die Potenziale neu freiwerdender Gletschervorfelder darin noch nicht eingerechnet sind. Die Potenzialstudie hatte bewusst keinen Zubaupfad aufgezeigt, da die Realisierungszeitpunkte mit grosser Unsicherheit behaftet sind. Die Zubauschätzung entsprach einer analogen Studie des BFE aus dem Jahr 2012.

In der Frühlingssession 2023 hat der Nationalrat folgende Entscheide zu Gunsten der Erhöhung der Stromproduktion beschlossen:

- Art. 2a EnG: Sistierung der Restwasserbestimmungen nach Art. 29ff GSchG für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von >3 MW bei Konzessionserneuerungen von Anlagen, die am 31.12.2021 bestanden haben. Die Sistierung gilt bis 2035. Sofern die Ausbauziele nicht erreicht werden, unterbreitet der Bundesrat einen Vorschlag für eine angemessene Verlängerung der Sistierung.
- Art 12 Abs. 2bis: Der Ausschluss zum Bau neuer Wasserkraftwerke in Biotopen nationaler Bedeutung gilt nicht für Auengebiete, bei denen es sich um Objekte der Typen Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen von nationaler Bedeutung handelt und die der Bundesrat nach dem 1. Januar 2023 gestützt auf Artikel 18 a Absatz 1 NHG in das Bundesinventar der Auengebiete von nationaler Bedeutung aufgenommen hat. Er gilt zudem nicht für Schwall/Sunk-Ausleitkraftwerke zur Sanierung der Wasserkraft nach Art. 39a GSchG.

2.1.1.2 Mehrproduktion aufgrund Projekte Anhang 1 StromVG

Der Runde Tisch Wasserkraft hat 15 Projekte identifiziert, mit deren Realisierung eine Steigerung der Speicherproduktion im Winter im Umfang 2 TWh/a bis 2040 erreicht werden soll (Projekte gemäss Anhang 1 des Revisionsentwurfs StromVG). Bei einem Grossteil dieser Projekte handelt es sich um Staumauererhöhungen, deren Realisierung primär zu einer saisonalen Verschiebung der Produktion führt: 2 TWh/a Mehrproduktion im Winter, 1.5 TWh/a Minderproduktion im Sommer. Die zusätzliche Jahresproduktion von ca. 530 GWh/a ist im Wesentlichen auf drei der 15 in Anhang 1 aufgeführten Projekte zurückzuführen. Diese Produktion ist grundsätzlich in der Potenzialstudie von 2019 bereits berücksichtigt, allerdings teilweise mit geringen Realisierungswahrscheinlichkeiten. Für das Projekt Gorner hat sich die Produktionseinschätzung gegenüber 2019 um 100 GWh/a erhöht.

Für die hier vorliegende Abschätzung der Produktionsentwicklung wurden 14 Projekte des Anhangs 1 StromVG mit ihrem frühestmöglichen Realisierungszeitpunkt eingesetzt. Diese führen zu einer Mehrproduktion von 520 GWh/a. Der Realisierungszeitpunkt des letzten Projektes des Anhangs 1 mit einer Produktion von zusätzlichen 10 GWh/a ist nicht bekannt.

2.1.1.3 Mehrproduktion aufgrund Sistierung Restwasserbestimmungen des Gewässerschutzgesetzes

Wenn bei einer Wasserkraftanlage die Konzession erneuert wird, sind die gesetzlichen Vorgaben zur Sicherung von angemessenen Restwassermengen sicherzustellen (rund 7 % des nutzbaren Wasserdargebots). Die Potenzialstudie des BFE von 2019 weist für die Periode 2019-2050 eine Minderproduktion infolge Anwendung der aktuellen Restwasserbestimmungen von 1'900 GWh/a aus. Bis

zum möglichen Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (2025) dürften von der oben erwähnten Summe 100 GWh/a anfallen. Durch die Konzessionen, welche im Zeitraum zwischen 2025 und 2035 erneuert werden, ist mit weiteren rund 250 GWh/a Minderproduktion zu rechnen. Die restlichen rund 1'550 GWh/a werden zwischen 2035 und 2050 anfallen.

Eine Sistierung der Restwasserbestimmungen gemäss Beschluss des Nationalrats (Art. 2a EnG) dürfte frühestens 2025 zur Anwendung (Inkrafttreten des revidierten EnG) kommen und bis 2035 gelten. Insgesamt wären rund 30 Zentralen mit einer installierten Leistung ab 3 MW von der Sistierung betroffen. Diese würde im Jahr 2035 zu einer Mehrproduktion von geschätzten 200 GWh/a führen (Winter 90 GWh, Sommer 110 GWh), was in etwa einem mittleren Aarekraftwerk entspricht. In Bezug auf die aktuelle jährliche Produktion aus Wasserkraft erbringt die Massnahme eine Mehrproduktion von 0.5 %. Aus ökologischer Sicht ist die Sistierung umstritten. Mit einer Sistierung der Restwasserbestimmungen können die betroffenen Gewässer ihre ökologischen Funktionen nicht wahrnehmen, um Fischen und anderen Gewässerlebewesen einen Lebensraum zu bieten. Ab 2036 würde die entsprechende Mehrproduktion von 200 GWh/a wegbrechen, da ab diesem Zeitpunkt die Anlagen wieder Restwasser gemäss Art. 29 ff. GSchG abgeben müssten.

2.1.1.4 Mehrproduktion aufgrund Aufhebung des Ausschlusses von neuen Anlagen für erneuerbare Energien bei neu inventarisierten Gletschervorfeldern und alpinen Schwemmebenen

Der Nationalrat hat entschieden, dass der Ausschluss für neue Energieproduktionsanlagen in Biotopen von nationaler Bedeutung nach Artikel 12 EnG in Bezug auf gewisse Auengebiete aufgehoben werden soll. Neue Anlagen in Objekten der Typen Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen von nationaler Bedeutung, die der Bundesrat nach dem 1. Januar 2023 gestützt auf Artikel 18 a Absatz 1 NHG in das Bundesinventar der Auengebiete von nationaler Bedeutung aufgenommen hat, sollen nicht mehr ausgeschlossen sein.

Die Auswirkungen auf die Produktion sind kaum abschätzbar. Einerseits ist eine Aussage schwierig, welche Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen künftig die nationale Bedeutung erreichen und welche schliesslich inventarisiert werden. Andererseits ebnet die Aufhebung des Ausschlusses erst den Zugang von Projekten von nationaler Bedeutung zur Interessenabwägung. Ob die Interessenabwägung zu Gunsten des Schutzes oder der Nutzung ausfallen wird, lässt sich ebenfalls nur schwer voraussagen. Von den Projekten vom Runden Tisch Wasserkraft könnten davon voraussichtlich 6 Wasserkraftprojekte profitieren. Die Potenziale aus dem Gletscherrückzug und den damit freiwerdenden Gletschervorfeldern war auch in der Potenzialstudie 2019 noch nicht berücksichtigt.

Deshalb wird das Potenzial von neuen Kraftwerken in Gletscherrückzugsgebieten in den Zubauzahlen (vgl. Ausbaupfad bis 2035 nachfolgend) nicht berücksichtigt, bzw. nur mit indikativem Wert angegeben. Zu diesem Thema hat der Nationalrat das Postulat 21.3974 «Analyse des Wasserkraftpotenzials der Gletscherschmelze» angenommen.

2.1.1.5 Ausbaupfad bis 2035

Die Produktion des Wasserkraftwerksparks der Schweiz per 1.1.2023 beträgt ca. 36.8 TWh¹. Um den erhöhten Zielwert 2035 von 37.9 TWh zu erfüllen, muss die Nettoproduktion um 1.1 TWh gesteigert werden. Aufgrund der zu erwartenden Minderproduktion durch Restwasserabgaben nach Art. 31-33 GSchG in der Höhe von 250 GWh/a muss der Zubau folglich ca. 1.3 TWh/a betragen. Dieser kann mit den Projekten des Anhangs 1 (530 GWh/a) sowie mit einem zusätzlichen jährlichen Zubau von ca. 65 GWh/a erreicht werden, was für die Periode 2023 bis 2035 rund 800 GWh/a ausmacht.

¹ Provisorische Angaben gemäss [Statistik der Wasserkraftanlagen WASTA](#)

Das wichtigsten, dem BFE bekannten Zubauprojekte, die noch vor 2035 in Betrieb gehen könnten, sind das Kraftwerk Chlus mit einer erwarteten Produktion ca. 240 GWh/a und die neue Zentrale Massongex-Bex mit ca. 75 GWh/a. Damit verbleiben rund 500 GWh/a, welche durch die teilweise Erschliessung des noch ungenutzten Potenzials der Kleinwasserkraft² sowie nicht näher spezifizierte Erweiterungen und Modernisierungen des Grosswasserkraftparks realisiert werden könnten. Das ist u.a. angesichts des dafür in der Potenzialstudie 2019 geschätzten Potenzials von 1'530 GWh/a durchaus plausibel.

Jahr	ohne Sistierung Art. 2a EnG				mit Sistierung Art. 2a EnG			
	Produktion GWh/a	Sommer GWh/a	Winter GWh/a	Anteil Winter	Produktion GWh/a	Sommer GWh/a	Winter GWh/a	Anteil Winter
2023	36'775	21'408	15'367	41.8 %				
2025	37'000	21'600	15'400	41.6 %	37'000	21'600	15'400	41.6 %
2030	37'400	21'600	15'800	42.2 %	37'500	21'700	15'800	42.1 %
2035	37'900	20'600	17'300	45.6 %	38'100	20'700	17'400	45.7 %
2040	38'100	20'200	17'900	47.0 %	38'100	20'200	17'900	47.0 %

2.1.1.6 Kosten

Die finanziellen Mittel zur Förderung der Wasserkraftanlagen stammen aus dem Netzzuschlagsfonds, der mit einem Zuschlag auf den Strompreis von 2.3 Rp/kWh finanziert wird. Davon sind maximal 0.2 Rp/kWh zugunsten der Grosswasserkraft vorgesehen (Art. 36 Abs. 1 Bst. b EnG). Diese machen jährlich ca. 100 Mio. Fr. bzw. für die Zeitpanne zwischen 2023 und 2035 1.4 Mrd. Fr. aus. Ob diese Mittel zur Finanzierung der Projekte des Anhangs 1 sowie der weiteren Grosswasserkraftprojekte genügen, ist fraglich. Dagegen kann davon auszugehen, dass für den Zubau der Kleinwasserkraft 675 Mio. Fr. notwendig und vorhanden sind.

2.1.1.7 Ausblick auf 2050

Mit den Zielwerten und der zu erwartenden Minderproduktion aufgrund der Restwasserbestimmungen auf die Energieproduktion kann der notwendige Zubau nur grob abgeschätzt werden. Produktionsminderungen infolge Betriebseinstellungen bei der Kleinwasserkraft oder Minderungen infolge der Sanierung Wasserkraft wurden dabei nicht berücksichtigt³. Die Tabelle zeigt den notwendigen Bruttozubau.

Jahr	Produktion (GWh)	Restwasser (GWh)	notwendiger Bruttozubau GWh	Jährlich (GWh)
2023	36'775			
2035	37'900	* -250	1'375	105
2050	39'200	** -1'530	2'830	190

* Restwasserabgabe nach Art. 31-33 GSchG

** Restwasserabgabe gemäss Potenzialstudie 2019

Für die Erreichung der Ziele 2035 wird gemäss Ausbaupfad ab 2023 ein jährlicher Bruttozubau von 100 GWh/a (ohne Berücksichtigung der Projekte nach Anhang 1 StromVG) benötigt. Um die Ziele 2050 zu erreichen, muss der Bruttozubau ab 2035 auf ca. 190 GWh gesteigert werden. Ein Teil davon sollte durch Erweiterungen und Optimierung der Grosswasserkraft getragen werden können, ein anderer Teil durch neue Grosswasserkraftwerke. Für die Konkretisierung des Potenzials aus Erneuerungen und Erweiterungen der Grosswasserkraft hat der Nationalrat im März 2023 das Postulat der UREK-N 23.3006 angenommen.

² 390 GWh gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

³ In der Potenzialstudie Wasserkraft wurde davon ausgegangen, dass Betriebseinstellungen bei der Kleinwasserkraft bis 2050 zu einer Reduktion um 220 GWh führen. Aufgrund der geringen Fallzahlen konnte für die Sanierung Wasserkraft bisher keine Einschätzung auf die Produktionsauswirkung gemacht werden.

2.1.2 Neue Erneuerbare Energien

Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird die Förderung von heute 2030 auf 2035 verlängert (Art. 38 Abs. 1 E-EnG). Weiter wird ein Wahlrecht zwischen Investitionsbeiträgen und gleitende Marktprämie eingeführt (Art. 29 E-EnG). Für die Photovoltaik soll neu eine Pflicht für grössere Dachflächen auf Neubauten und auf bestehende Gebäude bei einer Dachsanierung sowie auf grösseren Parkplätzen gelten (Art. 45a E-EnG). Im Bereich der Windenergie bewirken die neuen Bestimmungen im Art. 18c E-EnG Erleichterungen für den Bau von Windenergieanlagen im Wald und ausserhalb von Schutzobjekten.

2.1.2.1 Total Erneuerbare Energien

Mit den aktuellen Förderinstrumente und den im Erlass vorgesehenen Massnahmen ist es realistisch, die Zubauziele 2035 für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von 35 TWh (Art. 2 EnG) zu erreichen.

	Produktion (GWh)	Sommer (GWh)	Winter (GWh)	Anteil Winterstrom
2020	4'800	2'966	1'834	38%
2025	11'400	7'570	3'830	34%
2030	23'350	15'260	8'090	35%
2035	35'470	23'025	12'445	35%
2040	39'170	25'349	13'821	35%

2.1.2.2 Erneuerbare Energien im Detail

Photovoltaik

	Produktion (GWh)	Sommer (GWh)	Winter (GWh)	Anteil Winterstrom
2020	2'600	700	1'900	27%
2025	8'800	6'300	2'500	28%
2030	17'800	12'600	5'200	29%
2035	28'400	19'900	8'500	30%
2040	31'200	21'800	9'400	30%

Für den Zubau von ca. 20 TWh werden für die Periode 2025-35 Förderkosten in Höhe von rund 7 Mrd. Fr. geschätzt.

Photovoltaik-Grossanlagen nach Art. 71a EnG (alpine Anlagen)

	Produktion (GWh)	Sommer (GWh)	Winter (GWh)	Anteil Winterstrom
2020	-	-	-	-
2025	100	55	45	45%
2030	2'000	1'100	900	45%
2035	2'000	1'100	900	45%
2040	2'000	1'100	900	45%

Für den Zubau von ca. 2 TWh werden Förderkosten in Höhe von rund 2.6 Mrd. Fr. geschätzt.

Windenergie

	Produktion (GWh)	Sommer (GWh)	Winter (GWh)	Anteil Winterstrom
2020	200	70	130	67%
2025	500	170	330	67%
2030	1'500	500	1'000	67%
2035	3'000	1'000	2'000	67%
2040	3'300	1'100	2'200	67%

Für den Zubau von ca. 2.5 TWh werden für die Periode 2025-35 Förderkosten in Höhe von rund 0.5 Mrd. Fr. geschätzt.

Biomasse / Geothermie

	Produktion (GWh)	Sommer (GWh)	Winter (GWh)	Anteil Winterstrom
2020	2'000	1'000	1'000	50%
2025	2'000	1'000	1'000	50%
2030	2'050	1'025	1'025	50%
2035	2'070	1'035	1'035	50%
2040	2'620	1'310	1'310	50%

Für den Produktionserhalt von Biomasseanlagen werden für die Periode 2025-35 Förderkosten in Höhe von rund 0.3 Mrd. Fr. geschätzt. Die Stromproduktion aus der tiefen Geothermie wird gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundes erst nach 2035 richtig Fahrt aufnehmen. Die Förderinstrumente laufen 2035 aus und daher kann zum heutigen Zeitpunkt keine Kostenschätzung gemacht werden.

2.1.2.3 Förderkosten für die Periode 2025–2035 und Netzzuschlagsfonds

Die erwarteten Förderkosten werden aus dem Netzzuschlagsfonds finanziert. Die Entwicklung des Fondsbestands ist stark von der Höhe der Strommarktpreise abhängig, weil die Einspeisevergütung (KEV) und künftig die gleitende Marktpremie den grössten Ausgabenposten darstellen. Die Entwicklung der Strompreise ist derzeit sehr volatil und schwierig vorhersehbar. Die tatsächlich künftig anfallenden Förderausgaben können daher stark variieren.

Gemäss dem aktuellen mittleren Szenario für die Liquiditätsplanung des Netzzuschlagsfonds würden in den Jahren 2031-2035 die Mittel aus dem Netzzuschlag von 2,3 Rp. /kWh nicht reichen, um alle Massnahmen zu finanzieren. In dieser Situation könnte sich der Fonds im Umfang von bis zu 2,6 Mrd. Fr. verschulden. Die Verschuldung würde mittels Tresoreriedarlehen der Finanzverwaltung umgesetzt (Art. 37a EnG). Dabei müsste zwingend ein Rückzahlungsplan vereinbart und eingehalten werden. Gleichzeitig würde der Bundesrat dem Parlament rechtzeitig Vorschläge zur Erhöhung des Netzzuschlags unterbreiten, um eine kontinuierliche Förderung unter gleichzeitiger Rückzahlung der Darlehen innert sieben Jahren zu gewährleisten.

2.2 Verbrauchsentwicklung

2.2.1 Energieperspektiven

Die Energieperspektiven 2050+ gehen davon aus, dass der Stromverbrauch in den kommenden Jahrzehnten aufgrund der Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Wärmesektors ansteigen wird. Dieser Anstieg wird jedoch gleichzeitig durch eine verbesserte Stromeffizienz gedämpft, unter anderem bei Beleuchtung und Antriebssystemen, was die Problematik der Energieversorgung lindert. Der geschätzte Stromverbrauch liegt 2035 somit zwischen 59-64 TWh.

Um die Fortschritte der Transformation des Energiesystems zu beobachten, wird u.a. die Entwicklung des Energie- und Stromverbrauchs im Monitorings der Energiestrategie nach Artikel 55 EnG verfolgt. Die Publikation des fünfjährigen Berichts vom November 2022 zeigt, dass die Schweiz den kurzfristigen Richtwert 2020 zum Stromverbrauch pro Kopf von -3% gegenüber dem Jahr 2000 erreicht

respektive unterschritten hat (-10,5%). Mittel- und längerfristig sind jedoch weitere Anstrengungen nötig, um auch die Zielsetzung für 2035 (-13% im Vergleich zum Jahr 2000) zu erreichen.

2.2.2 Elektromobilität

Eine neue Studie des BFE zur Ladeinfrastruktur 2050 (noch nicht publiziert) hat anhand aktueller Daten und Annahmen zur Marktentwicklung der Elektromobilität sowie der Verkehrsentwicklung gemäss den neuen Verkehrsperspektiven des ARE (2022) die Entwicklung des Strombedarfes für den Gesamtverkehr ermittelt. Es resultiert dabei eine Abweichung zu den Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+). Unter anderem wird in der neuen Studie geschätzt, dass der Strombedarf:

- 9 TWh im Jahr 2035 beträgt (5 TWh in den EP 2050+)
- 17 TWh im Jahr 2050 beträgt (14 TWh in den EP 2050+)

Diese Abweichung kann hauptsächlich durch die wesentlich dynamischere Entwicklung in Richtung Elektroantrieb vor allem bei leichten Fahrzeugen (Personen- und Lieferwagen) erklärt werden. Andererseits reduziert sich der Stromverbrauch der Personenwagen in 2050 im Vergleich zu den EP 2050+ leicht, weil die Fahrleistungen der Personenwagen gemäss Verkehrsperspektiven abnehmen.

Die grundsätzliche Ausrichtung der technologischen Massnahmen zur Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 und der Sicherstellung der Energieversorgung in den EP 2050+ behalten nach wie vor ihre Gültigkeit. Die aktuelle Entwicklung bei der Elektromobilität wirkt sich primär auf das Tempo der Entwicklung im Verkehrssektor aus, beeinflusst jedoch nicht die grundsätzliche Richtung der Szenarien der EP 2050+.

2.3 Importbetrachtung

Um die nötigen Importmengen vereinfacht abzuschätzen, werden die oben genannten Entwicklungen des Verbrauchs und der Produktion herangezogen und miteinander zu verglichen. Es ist jedoch anzumerken, dass keine gesamthafte Marktmodellierung durchgeführt und die Einflüsse der (Brennstoff-)Preise und die gegenseitigen Wechselwirkungen nicht berücksichtigt wurden. Weiter kann aus demselben Grund nicht abgeschätzt werden, wie hoch der Effekt der Spitzenkappung von erneuerbarer Produktion wäre. Ausgehend von den Verbrauchszahlen (Landesverbrauch) der Energieperspektiven 2050+ für das Szenario «Zero Basis - ausgeglichene Jahresbilanz» erfolgt für eine Kernkraftwerklaufzeit von 50 Jahren:

	2025		2030		2035		2040	
	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer
Verbrauch (TWh)	34.6	27.9	36	28.1	36.8	30.7	39	32.5
Zusätzliche Verbrauch (TWh) aufgrund rasch ansteigender der Elektromobilität (2.2.2)					+2.2	+1.8		
Produktion (TWh)								
Neue Erneuerbare	3.8	7.6	8.1	15.3	12.4	23.0	13.8	25.3
Wasserkraft ⁴	15.4	21.6	15.8	21.6	17.3	20.6	17.4	20.7
Kernkraft	9.5	7.1	5.1	3.7	0	0	0	0
Importe (+)/Exporte (-)	5.9	-8.4	7	-12.5	7.1 (9.3*)	-12.9 (-11.1*)	7.8	-13.5
Anteil Import(+)/Export(-)	17%	-30%	19%	-44%	19% (24%*)	-42% (-34%*)	20%	-42%

* Diese Zahlen beinhalten den zusätzlichen Verbrauch aufgrund eines raschen Anstiegs der Elektromobilität.

⁴ Ohne Sistierung

Und bei einer Kernkraftwerkslaufzeit von 60 Jahren:

	2025			2030			2035			2040	
	Winter	Sommer		Winter	Sommer		Winter	Sommer		Winter	Sommer
Verbrauch (TWh)	34.5	28		36	28.1		37.1	30.3		38.8	32.7
Zusätzliche Verbrauch (TWh) aufgrund raschansteigende der Elektromobilität (2.2.2)							+2.2	+1.8			
Produktion (TWh)											
Neue Erneuerbare	3.8	7.6		8.1	15.3		12.4	23.0		13.8	25.3
Wasserkraft ⁵	15.4	21.6		15.8	21.6		17.3	20.6		17.4	20.7
Kernkraft	12.7	9.4		11	7.8		9.3	6.3		4.9	2.9
Importe (+)/Exporte (-)	2.6	-10.6		1.1	-16.6		-1.9 (+0.3*)	-19.6 (-17.8*)		2.7	-16.2
Anteil Import(+)/Export(-)	8%	-38%		3%	-59%		-5% (+0.8%)	-65% (-55%*)		7%	-50%

In den obenstehenden Berechnungen wurde von keiner Sistierung der Restwasserbestimmungen ausgegangen. Eine solche würde im Jahr 2035 zu einer Mehrproduktion von geschätzten 200 GWh/a (Winter 90 GWh, Sommer 110 GWh) führen.

* Diese Zahlen beinhalten den zusätzlichen Verbrauch aufgrund eines raschen Anstiegs der Elektromobilität.

Die in der Tabelle genannten Verbrauchszahlen stellen den Landesverbrauch dar, welcher im Gegensatz zum Endverbrauch (s. 2.2.1) auch den Verbrauch zur Stromumwandlung und den Verlusten beinhaltet.

⁵ Ohne Sistierung