



Update Winterproduktionsfähigkeit

Einschätzung der ECom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035

Bern, 8. Mai 2025

Zusammenfassung

Gemäss Artikel 22 Absatz 3 Stromversorgungsgesetz (StromVG) überwacht die EICom die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die EICom dem Bundesrat Vorschläge für entsprechende Massnahmen. Anfang 2020 hat die EICom im Rahmen des Grundlagenpapiers zu den Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion auf die Risiken der zunehmenden Importabhängigkeit im Winter hingewiesen und Empfehlungen für den Zubau zusätzlicher inländischer Produktion formuliert.

2021 wurde aus den Ergebnissen der Frontier-Studie ersichtlich, dass die Importkapazitäten ohne Stromabkommen im Zuge von Anpassungen bei der Bewirtschaftung europäischer Grenzkapazitäten eingeschränkt werden könnten. Nach einer entsprechenden Empfehlung erarbeitete die EICom im Auftrag des Bundesrates 2021 ein Konzept «Spitzenlast-Gaskraftwerke». In diesem empfahl die EICom die wettbewerbliche Ausschreibung für Reservekapazität im Umfang von bis zu 1000 Megawatt (MW). Während der Versorgungskrise 2022/23 wurde der Handlungsbedarf anhand einer probabilistischen Rechnung zur Systemadäquanz mit Zeithorizont 2025 überprüft. Dabei wurden neu für die Stressszenarien auch die Risiken einer europaweiten Gasmangellage, in Kombination mit der stark reduzierten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke, mitberücksichtigt. Aufgrund der damaligen Situation und den getroffenen Annahmen kam die EICom zum Schluss, dass für den Zeitraum ab 2025 eine Reserve im Umfang von mindestens 400 MW (dauerleistungsfähiger) Produktion als angemessen erscheint. Ergänzend dazu kam das ebenfalls 2023 aktualisierte Grundlagenpapier Winterproduktion der EICom zum Schluss, dass für den Zeitraum 2030 bis 2035 Reserven im Umfang von 700 – 1'400 MW als versorgungstechnisch und volkswirtschaftlich angemessen sind. Der Bund kontrahierte Reservekapazitäten in Birr, Monthey und Cornaux sowie dezentral Notstromaggregate im Umfang von insgesamt ca. 400 MW bis 2026.

Im Bericht zur Winterproduktionsfähigkeit von 2023 wurde auf die vielfältigen Prognoseunsicherheiten im Zeitraum bis 2030 bzw. 2035 hingewiesen und daher die Notwendigkeit eines schrittweisen Vorgehens sowie einer laufenden Re-Evaluation der Entwicklungen betont, um allenfalls den Zubau von Reserven zu adjustieren. Ausserdem beschränken rechtliche und vertragliche Grundlagen (Stand April 2025) die Verfügbarkeit der Reservekraftwerke in Birr, Monthey und Cornaux bis 2026. Aufgrund dessen sowie veränderter Entwicklungen und entsprechend nötigen Anpassungen bei den Annahmen für die Berechnungen ist ein Update der Analyse zur Winterproduktion und des nötigen Reservebedarfs angezeigt. Zentrale Grundlagen für die Berechnung notwendiger Reserven sind Annahmen zur Entwicklung der Stromproduktion sowie der Stromnachfrage im Inland über den Zeitraum bis 2030 bzw. 2035. Die dabei von der EICom unterstellten möglichen und unterschiedlichen Entwicklungen stellen dabei keine Extremszenarien im Sinne von Best- oder Worst-Case-Szenarien dar. Vielmehr handelt es sich um Entwicklungen in einem als realistisch anzunehmenden Bereich. Die EICom stützt sich bei den Annahmen im Wesentlichen auf Analysen anerkannter Institutionen, politische bzw. gesetzlich abgestützte Zielwerte sowie Branchenschätzungen. Aufgrund veränderter technischer und marktlicher Entwicklungen, aber auch aufgrund des veränderten gesetzlichen Rahmens (v.a. im Kontext des sog. Mantelerlasses) sind die Annahmen punktuell gegenüber der Analyse von 2022 anzupassen.

Als wesentliche Änderung ist insbesondere die nun per 2032, bzw. 2033 geplante Ausserbetriebnahme der beiden Reaktorblöcke in Beznau anzuführen. Aufgrund fehlender konkreter Angaben seitens der Betreiber wurde in der Analyse von 2023 u.a. noch mit Szenarien gerechnet, bei denen diese nach 60 Jahren Laufzeit 2029 bzw. 2031 vom Netz genommen würden. In der vorliegenden Analyse wird daher unterstellt, dass die beiden Anlagen 2030 noch in Betrieb sind und die Finanzierung der erforderlichen Investitionen bis zu diesem Zeitpunkt gesichert und dadurch eine «vorzeitige» Ausserbetriebnahme aus wirtschaftlichen Gründen nicht wahrscheinlich ist. Seit der letzten Rechnung 2023 werden auch weitere Entwicklungen berücksichtigt. Der Mantelerlass wurde im Referendum vom Volk angenommen und schafft damit einen formellen Rahmen für die Erneuerbaren-Ausbauziele und Förder-Instrumente. In diesem Kontext wurde der prognostizierte Zubau der Photovoltaik (PV) in der Schweiz nach oben angepasst. Einerseits schafft der neue gesetzliche Rahmen zusätzliche wirtschaftliche Anreize für die PV, andererseits zeigen die Erfahrungen der letzten Jahre, dass ein hoher PV-Zubau möglich ist.

Konkret wurde im Szenario eines minimalen Zubaus (welcher auf der bisherigen Entwicklung abstellt) der Wert auf 1500 MW p.a. angehoben (ggü. 950 MW in der Analyse von 2022) – die 1500 MW entsprechen dem mittleren Zubau aus den Jahren 2022, 2023 und 2024. Die Anpassung deckt sich auch weitgehend mit Einschätzungen aus der Branche und aktuellen Prognosen des Bundesamtes für Energie (BFE). Daneben wurde der erwartete Zubau von Windanlagen leicht nach oben korrigiert. So wurden diejenigen Projekte, für die Anfang 2024 ein positiver Bundesgerichtsentscheid zur Realisierung vorlag, auch im negativen Ausbauszenario im Sinne eines Mindestausbaus miteingerechnet. Bei der Wasserkraft können zwar die Projekte des runden Tisches, welche mit dem Mantelerlass gesetzlich abgestützt wurden, grundsätzlich als Basis für die Annahmen dienen. Allerdings ist die Realisierung der meisten Projekte innerhalb des Analysehorizonts bis 2035 wenig wahrscheinlich. Die ECom hat sich bei den Annahmen über den Zeitplan für den Ausbau eng mit Vertretern der Branche abgestimmt. Berücksichtigt wurde ausserdem eine von der Politik aktuell diskutierte mögliche Förderung der Wärmekraftkopplung – noch bestehen hier allerdings Unsicherheiten.

Auch auf der Verbrauchsseite wurden die Annahmen auf Basis neuer Erkenntnisse bzw. Prognosen aktualisiert. So liegt etwa für den Stromverbrauch der Elektromobilität eine neue Berechnung des Beratungsunternehmens EBP¹ vor, welches hierzu eigentliche Referenzstudien für die Entwicklung in der Schweiz verfasst hat. Diese schätzt den Stromverbrauch für die Elektromobilität im (für den Strombedarf im Winter) negativen Verbrauchsszenario mit rund 11 TWh - und im positiven Verbrauchsszenario mit rund 6.5 TWh in 2035 ein - und damit leicht tiefer als der Outlook von EBP 2022. Für den Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen wurde auf die hohe Verbrauchsentwicklung (Szenario 2 «Divergenz») vom Szenariorahmen Stromnetzplanung abgestellt. Neu wurde zudem der wachsende Stromverbrauch für Rechenzentren in der Schweiz als Treiber noch expliziter berücksichtigt. Insgesamt haben die Anpassungen auf der Verbrauchsseite aber kaum relevante Änderungen gegenüber der Analyse von 2022 zur Folge. Im Szenario mit einem hohen Nachfragewachstum bleibt der Winterverbrauch etwa auf gleichem Niveau, während im (wenig kritischen) Szenario mit tiefem Nachfragewachstum der Verbrauch etwas höher ausfällt.

Methodisch fokussiert die vorliegende Winterproduktionsanalyse auf die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Produktionsfähigkeit im Winter im Inland in den Jahren 2030 und 2035. Etwas vereinfachend werden aufgrund dieser Entwicklungen Messgrössen für die Resilienz des Schweizer Versorgungssystem dargestellt, welche unabhängig von den (mit einige Unsicherheiten behafteten) ausländischen Entwicklungen sind. Generell ist die Resilienz als höher anzunehmen, wenn die Abhängigkeit von Importen geringer ausfällt. Zu diesem Zweck werden in der Analyse zwei Kennzahlen betrachtet. Einerseits dient der generelle Netto-Importbedarf im Winterhalbjahr als Richtgrösse. Andererseits werden die Anzahl Tage ermittelt, während derer sich die Schweiz gegen Ende des Winters (im März) eigenständig versorgen könnte, falls die Importmöglichkeiten aufgrund einer angespannten Versorgungslage in Europa temporär gänzlich ausfallen würden, etwa aufgrund einer anhaltend und ausserordentlich tiefen Erneuerbaren-Produktion in Europa (sog. «Dunkelflaute»). Vor allem diese zweite Kennzahl lässt Rückschlüsse auf eine allfällige nötige Reserven für den Erhalt einer gewissen Resilienz zu, zumal diese nur im Falle beschränkter Importe und angespannter Versorgungslage zum Einsatz käme.

Für die Ermittlung der Resilienz werden die unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der künftigen Inlandproduktion sowie der Nachfrageentwicklung miteinander kombiniert: Durch die Kombination eines Szenarios mit tiefem Erneuerbaren-Ausbau mit einem Szenario mit hoher Nachfrageentwicklung resultiert ein unterer Resilienzwert, umgekehrt führt die Kombination eines akzentuierten Erneuerbaren-Ausbaus mit tiefer Nachfrageentwicklung zu einem oberen Resilienzwert. Die Bandbreite der ermittelten Nettoimporte im Winter reicht je nach Kombination von Nachfrage- und Ausbauszenarien in 2030 von ca. 2 bis ca. 8 Terawattstunden (TWh). Bis 2035 nimmt die Unsicherheit weiter zu – dabei reicht die Bandbreite von 0 bis hin zu einem Netto-Import von ca. 13 TWh. Bei diesen Werten wird allerdings vorausgesetzt, dass die beiden grossen Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über das Jahr 2035 hinaus betrieben werden.

¹ Vgl. EBP Outlook 2024 «Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2050», [Link](#)

Als Grundlage für die Bemessung einer nötigen Reserven sind diese Werte einem Ziel- oder Richtwert für die Resilienz gegenüberzustellen. So gilt seit 2025 formell ein gesetzlich verankerter Richtwert von 5 TWh maximalem Importbedarf als Mass für eine ausreichende Winterproduktionsfähigkeit. Um die über diesem Importrichtwert liegenden Importe bei Bedarf durch inländische Produktion zu substituieren, würde dies per 2030 Reserven im Umfang von 800 MW und per 2035 im Umfang von 1'900 MW bedingen. Ein Import im Winterhalbjahr im Umfang von 5 TWh entspricht einer importierten Leistung von 1'140 MW. Allerdings illustriert die sog. Frontier-Studie aus dem Jahr 2021 zur Stromzusammenarbeit CH-EU, dass selbst unter restriktiven Annahmen hinsichtlich einer (mangelnden) Kooperation von Import-Kapazitäten im Umfang von 1'700 MW ausgegangen werden kann. Darauf basierend könnte aus einer reinen Netzsicht ein höherer Importrichtwert im Umfang von 7.5 TWh im Winterhalbjahr unterstellt werden. Bei diesem Richtwert wären per 2030 nur noch 300 MW und per 2035 1'300 MW dauerleistungsfähige Reserven nötig. Würden ausserdem die Annahmen mit einem hohen Erneuerbaren-Ausbau mit einer tiefen Nachfragentwicklung kombiniert (oberer Resilienzwert), dann wären bei beiden Richtwerten keine Reserven nötig.

Ein ähnliches Bild zeigt die Analyse der Anzahl Tage Selbstversorgungsfähigkeit im März. Aktuell beträgt diese ca. 26 Tage – basierend auf der Nachfrage, der erwarteten Produktion sowie einem statistischen Mindestfüllstand der Wasserkraftspeicher Anfang März. Angelehnt an den damaligen effektiven Wert formulierte der Bundesrat in der Botschaft zum Mantelerlass eine minimale Resilienz im Umfang von 22 Tagen. Die vorliegende Analyse illustriert, dass dieser Zielwert je nach Kombination von Nachfrage- und Angebotszenarien über- oder deutlich unterschritten wird. Während im positiven Erneuerbaren-Ausbauszenario (und einer KKW-Laufzeit von 60 Jahren) keine (Reserve-) Kraftwerkskapazitäten nötig wären, resultiert bei einer Kombination von Szenarien mit hoher Nachfrage und defensivem oder tiefem Erneuerbaren-Ausbau ein Bedarf von 200 MW per 2030 und 900 MW ab 2035.

Die beiden Analysen illustrieren die enorme Prognoseunsicherheit. Je nach unterstellter Entwicklung bei der Stromnachfrage und dem Ausbau der Erneuerbaren sind bis 2030 Reserven von Null bis 800 MW (bzw. 200/300 MW) und bis 2035 Reserven von Null bis 1'900 (bzw. 900/1300 MW) dauerleistungsfähigen Produktionsanlagen nötig, um die dargestellten Resilienzrichtwerte zu erfüllen. Bei diesen Werten wird allerdings die Verfügbarkeit sämtlicher der heute betriebenen KKW in 2030 sowie die Verfügbarkeit der KKW Gösgen und Leibstadt über 2035 hinaus vorausgesetzt. Aus heutiger Sicht erscheint eine solche Annahme zwar als realistisch, doch ist dies nicht zwingend gesichert – was aufgrund der Bedeutung der Anlagen eine Art «Klumpenrisiko» darstellt. Ausserdem könnte die effektive Verfügbarkeit der alternden Anlagen über die Zeit abnehmen, auch wenn sie weiter in Betrieb stehen. Auch wegen dieser zusätzlichen Unsicherheiten über die Verfügbarkeit der Kernkraft ist es angemessen, bei der Bestimmung der nötigen Reserven schwergewichtig ein Szenario eines unvorteilhaften Nachfrage-Angebots-Szenarios anzunehmen.

Um eine zusätzliche Perspektive auf die Versorgungssicherheit zu erhalten, wurde Swissgrid wiederum beauftragt, die Systemadäquanz für die Jahre 2028, 2030 und 2035 für aktualisierte Stressszenarien auch unter Berücksichtigung der Leistung, also auf stündlicher Basis, zu rechnen. Im Gegensatz zur Winterproduktionsanalyse modelliert die Adequacy Analyse auch das Stromversorgungssystem im Ausland und, damit verbunden, die Import- und Exportmöglichkeiten der Schweiz in unterschiedlichen Szenarien und unter Berücksichtigung einer unterschiedlichen Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten im Netz. In der Adequacy Analyse werden generell die Annahmen hinsichtlich der Entwicklung von Produktion und Nachfrage aus der vorliegenden Analyse zur Winterproduktionsfähigkeit unterstellt, wobei aus Risikoüberlegungen einzig auf die Kombination einer hohen Nachfrageentwicklung mit einem tiefen Erneuerbaren-Ausbau abgestellt wird. Ergänzend werden – basierend auch auf Erfahrungen aus der Energiekrise 2022/23 – Stressszenarien mit einer reduzierten Verfügbarkeit von Kern- und Gaskraftwerken unterstellt. Diese Ergebnisse sind inhaltlich und methodisch komplementär mit der vorliegenden Analyse, werden aber in einem separaten Bericht dargestellt.

Weder die aktualisierte Winterproduktionsanalyse noch die Adequacy-Analyse zeigen gegenüber den Analysen aus 2023 eine Entspannung mit Blick auf die Versorgungssituation in 2035. Ausgehend davon, dass Reserven eine Versicherung gegen unvorteilhafte Entwicklungen darstellen, empfiehlt die EICom weiterhin, Reserven vorzusehen. Aufgrund besonders grosser Unsicherheiten über die

Entwicklungen im Ausland, den künftig verfügbaren Importkapazitäten im Netz sowie modelltechnischer Grenzen bei der Adequacy-Analyse stützt sich die EICom bei der Dimensionierung der empfohlenen Reserven weiter primär auf die Resultate aus der Analyse zur Winterproduktionsfähigkeit. Die EICom empfiehlt für 2030 die Vorhaltung von Reserven im Umfang von mindestens 500 MW und von 700 – 1'400 MW für 2035. Damit ist die Empfehlung der EICom für 2035 gegenüber jener aus 2023 unverändert, da die aktualisierten Analysen keine klaren Hinweise auf einen deutlich höheren (oder tieferen) Reservebedarf geben. Für 2030 fällt die Empfehlung aufgrund der Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Beznau sowie des höheren Erneuerbaren-Ausbau leicht tiefer aus (bislang galt die Empfehlung von 700 – 1400 MW auch für 2030). Dabei stützt sich die Empfehlung für 2030 auf einen mittleren Wert des in der Winterproduktionsanalyse ermittelten Reservebedarfs im Falle einer ungünstigen Entwicklung von Nachfrage und Produktion (hohe Verbrauchsentwicklung, reduzierter Erneuerbaren-Ausbau).

Gerade wegen der grossen Unsicherheiten über das Ausmass und Geschwindigkeit des Erneuerbaren-Ausbau, der Entwicklung der Stromnachfrage und der Laufzeiten der Kernkraftwerke ist nach Ansicht der EICom eine solche Absicherung weiter nötig. Die Resultate der Adequacy-Analyse illustrieren ausserdem den besonders grossen Einfluss der Verfügbarkeit von Importkapazitäten im Netz zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit – selbst in einem Szenario mit europaweitem Stress. Im Fall von deutlich reduzierten Importkapazitäten (d.h. ohne Stromabkommen oder angemessenes technisches Abkommen) ist ein darüber hinaus gehender Reservebedarf in 2035 nicht auszuschliessen. Um den vielschichtigen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, empfiehlt die EICom – so weit als möglich – ein etappiertes Vorgehen bei der Beschaffung der Reserven. Aus diesem Grund erachtet die EICom weiterhin ein schrittweises Vorgehen und eine laufende Re-Evaluation der Entwicklungen als sinnvoll, um allenfalls den Zubau von Reserven zu adjustieren.

Schliesslich gilt es zu betonen, dass mit einer solchen Reserven nicht eine autarke Stromversorgung der Schweiz, sondern die Erhöhung der Resilienz bezweckt wird. Reservekraftwerke würden gar nicht eingesetzt, solange Elektrizität aus Erneuerbaren und Kernkraft im Inland verfügbar bzw. Importe in ausreichendem Ausmass möglich sind. Importe spielen dabei eine bedeutende Rolle, sowohl aus wirtschaftlichen Gründen als auch für die Versorgungssicherheit. Gerade die hohe Sensitivität der Grenzkapazität zeigt, dass eine möglichst gute Kooperation bei der grenzüberschreitenden Transportkapazität von zentraler Bedeutung bleibt.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	2
1 Ausgangslage	7
2 Importrichtwert	8
2.1 Gesetzlicher Importrichtwert als Mass für die Winterproduktionsfähigkeit	8
2.2 Methodik.....	8
2.3 Daten und Annahmen	9
2.4 Zusätzlich erforderliche Produktion aufgrund Importrichtwert	11
3 Tage Selbstversorgungsfähigkeit	13
3.1 Ausgangslage.....	13
3.2 Methodik.....	13
3.3 Daten und Annahmen	14
3.4 Szenarien und Ergebnisse (angepasst März 2025).....	15
4 Schlussfolgerungen der ECom	17
4.1 Interpretation der Resultate.....	17
4.2 Empfehlung der ECom	17
5 Anhang Treiberdaten	19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht zu den Annahmen für Produktion und Verbrauch.....	9
Tabelle 2: erforderlicher Reservebedarf im negativen und positiven Szenario	12
Tabelle 3: Tage Selbstversorgungsdauer	15
Tabelle 4: Bandbreiten der erforderlichen Reserven	17
Tabelle 5: Empfehlung Reserven	18

1 Ausgangslage

Anfang 2020 veröffentlichte die EICom das erste Grundlagenpapier² zur Winterproduktion und adressierte damit die zukünftige Versorgungssicherheit aufgrund der Ausserbetriebnahme der schweizerischen Kernkraftwerke. Vor dem Hintergrund zunehmender Importrisiken und potenziell abnehmender Exportfähigkeit der Nachbarstaaten forderte der Bundesrat die EICom im Juni 2021 auf, ein «Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk»³ bis Ende 2021 dem UVEK zu unterbreiten. Das Konzept wurde dabei auf der Grundannahme erarbeitet, dass solche Spitzenlast-Gaskraftwerke nur zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt würden.

Mit Blick auf die benötigte Vorlaufzeit zur Realisierung von Reserven empfahl die EICom 2021 dem Bundesrat die Vorbereitung der Ausführungsbestimmungen für die Ausschreibung einer Wasserkraftreserve im Umfang von rund 500 Gigawattstunden (GWh) sowie zwei bis drei Reserve-Gaskraftwerke mit einer elektrischen Leistung von insgesamt bis zu 1000 Megawatt (MW).

Während der Versorgungskrise 2022/23 wurden für die Dimensionierung der Reserven u.a. die probabilistischen Rechnungen zur Systemadäquanz mit Zeithorizont 2025 aufdatiert⁴. Dabei wurden neu für die Stressszenarien auch die Risiken einer europaweiten Gasmangellage in Kombination mit der stark reduzierten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke mitberücksichtigt. Aufgrund der damaligen Situation und den getroffenen Annahmen kam die EICom zum Schluss, dass für den Zeitraum ab 2025 eine Reserve im Umfang von mindestens 400 MW (dauerleistungsfähiger) Produktion als angemessen erscheint. Diese Empfehlung war kompatibel mit den Schlussfolgerungen aus dem ebenfalls 2023 aktualisierten Grundlagenpapier Winterproduktion, aufgrund dessen die EICom für den Zeitraum 2030 bis 2035 Reserven im Umfang von 700 – 1'400 MW als versorgungstechnisch und volkswirtschaftlich sinnvoll eingeschätzt hat. In der Folge kontrahierte der Bund (neben der strategischen Hydroreserve) auch thermische Reservekapazitäten in Birr, Monthey und Cornaux sowie dezentral Notstromaggregate im Umfang von insgesamt ca. 400 MW bis 2026.

Im aufdatierten Bericht von 2023 empfahl die EICom, aufgrund der relativen grossen Unsicherheiten, die Etablierung der Reserven etappiert anzugehen, um auf die weiteren Entwicklungen reagieren zu können. Im Hinblick auf die anstehenden Entscheidungen für die weitere Handhabung der Reserven soll mit dem vorliegenden Bericht eine aufdatierte Grundlage geschaffen werden, welche die aktuellen Entwicklungen mitberücksichtigt. Neben diesem Bericht zu den deterministischen Resilienzkenzahlen wurde auch die probabilistischen Rechnungen (System Adequacy) – in einem separaten Bericht – als Grundlage für die Empfehlungen mitberücksichtigt.

² vgl. [Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion](#), EICom 2020

³ Vgl. Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk, EICom, November 2021 unter <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf.download.pdf/Konzept%20Spitzenlast-Gaskraftwerk.pdf>

⁴ Vgl. [Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025](#), Elcom (PDF, 3 MB, 28.07.2023)

2 Importrichtwert

2.1 Gesetzlicher Importrichtwert als Mass für die Winterproduktionsfähigkeit

Im Grundlagenpapier von 2020 zur Winterproduktion empfahl die EICom, die Winterproduktionsfähigkeit aufgrund der potenziellen Importrisiken⁵ anhand des Richtwerts von 10 TWh Netto-Import im Winterhalbjahr sicherzustellen.

Das Parlament hat bei der Beratung des Mantelerlasses für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter den Importrichtwert von 5 Terawattstunden als Mass für die Resilienz gesetzlich verankert. Die Bestimmung in Artikel 2 Absatz 3 EnG lautet: «Der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr (1. Oktober – 31. März) soll netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten». Diese Vorgabe zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter und zur Vermeidung einer starken Auslandsabhängigkeit ist seit Anfang 2025 in Kraft. Wird dieser Richtwert nicht eingehalten, kann der Bundesrat Massnahmen zur Erhöhung der inländischen Produktionsfähigkeit vorsehen.

Zentral bei dieser politischen Vorgabe ist die Feststellung, dass ein solcher Richtwert die Importe weder kommerziell noch physikalisch limitiert oder diese untersagen würde. Der Elektrizitätsmarkt inklusive Import und Export wird dadurch in keiner Weise beeinträchtigt. Dieser Richtwert der Winter-Importe kann vielmehr als gesetzlicher Massstab für die Resilienz verwendet werden, welcher bei der Dimensionierung einer angemessenen Produktionsfähigkeit in Form von neuen Produktionsanlagen im Inland zugrunde gelegt wird.

Der Richtwert von 5 TWh Import im Winterhalbjahr entspricht einer durchschnittlichen Importleistung von 1'141 MW während den 4'380 Stunden im Winterhalbjahr. Dies entspricht immerhin der Produktionsleistung eines Kernkraftwerks wie Gösgen oder Leibstadt.

2.2 Methodik

Die Beurteilung der Resilienzgrösse «Importrichtwert» basiert wie in den bisherigen Betrachtungen der EICom zur Winterproduktionsfähigkeit grundsätzlich auf der Prognose von Produktion und Verbrauch. Bislang diente der über den zehn Jahre gemittelte, historische Importbedarf als Ausgangspunkt für die Betrachtung. Mit dieser Vorgehensweise konnte auf den physikalisch gemessenen Import fokussiert werden. Im ersten Bericht 2020 wurde lediglich auf das Inkrement aufgrund der Laufzeit der Kernkraftwerke abgestellt. Bei der Aktualisierung im Juli 2023 wurden dann zusätzliche Treiber wie die der Zubau an PV, die Elektromobilität und die Wärmepumpen mitbetrachtet. Aufgrund der umfassenderen Betrachtung und zur Verbesserung der Transparenz wurde die Berechnung gegenüber früheren Berichten zur Winterproduktionsfähigkeit leicht angepasst.

Neu wird nicht mehr der gemittelte Importsaldo als Ausgangspunkt verwendet, sondern auf die absoluten Werte für die Produktion und Verbrauch abgestellt. Die im historischen Importbedarf enthaltenen «Annahmen» zur Hydroproduktion (inkl. Pumpspeicher) und der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke sind jedoch in den Annahmen zur Produktion und zum Verbrauch weiterhin zu berücksichtigen.

Mit Blick auf die verfügbare Transportkapazität hat das Parlament den Richtwert von 5 TWh eher restriktiv angesetzt. Die minimale Transportkapazität für den Import wurde 2021 im Rahmen der Frontier-Studie auf ca. 1'700 MW geschätzt – daraus resultiert ein Import von ca. 7.5 TWh im Winterhalbjahr. In diesem Bericht wird der Bedarf an zusätzlicher Produktionskapazität auch aufgrund dieses Grenzwertes ausgewiesen.

⁵ Vgl. Grundlagenpapier Winterproduktion, EICom 18.05.2020, Kap. 3.1, «Nun hat die Importsituation im Winterhalbjahr 2016/17 gezeigt, dass schon bei einem Importbedarf von «nur» rund 10 TWh, bei gleichzeitig eingeschränkter Exportfähigkeit der Nachbarländer, die Situation zeitweise sehr angespannt sein kann. Da die Exportfähigkeit der Nachbarländer in den nächsten Jahren mit hoher Wahrscheinlichkeit abnehmen wird, ist aus einer Risikobetrachtung heraus ein substanzieller Anteil der (potenziell) wegfallenden Winterproduktion in der Schweiz selbst zu ersetzen.»

2.3 Daten und Annahmen

Die für die Bilanzierung zugrundeliegenden Annahmen sind in Tabelle 1 aufgeführt. Dabei werden einerseits aktuelle Werte gemäss Elektrizitätsstatistik berücksichtigt und andererseits auf neuere Informationen/Publicationen je Treiber abgestellt. Um bestmögliche Transparenz zu gewährleisten, werden die Bandbreiten je Treiber ausgewiesen. Im Anhang sind die unterschiedlichen Quellen und Annahmen je Treiber aufgeführt.

Annahmen je Szenario	El. Stat.	El. Stat.	Negatives Szenario		Positives Szenario	
	2022/23	2023/24	2030	2035	2030	2035
Produktion (GWh/Winter)						
Nettoerzeugung , bestehend aus	28'877	34'774	32'807	31'826	35'679	39'077
Kernenergie (Laufzeit 60 Jahre) (mittlere Verfügbarkeit im Winter letzte 10 Jahre)	12'867	12'966	11'281	8'511	11'281	8'511
Konv. thermische KW inkl. WKK, bestehend aus	3037 (inkl. Wind & PV)	1'675	1'831	1'831	2'031	2'231
<i>Konv. thermische KW 2022</i>			1'831	1'831	1'831	1'831
<i>Zubau WKK</i>			0	0	200	400
Hydro, bestehend aus	15'698	20'584	17'033	16'865	17'231	18'618
<i>Laufwasser</i>	5'855	7'584				
<i>Speicher inkl. Umwälzbe- trieb</i>	9'843	13'000				
<i>Mittlere Produktions- erwartung gem. WASTA</i>			15'499	15'499	15'499	15'499
<i>Umwälzbetrieb (Mittelwert 5 Jahre)</i>			1'613	1'613	1'613	1'613
<i>Zubau neuer Projekte (Lauf & Speicher)</i>			171	181	171	1'598
<i>Produktionsverluste durch Restwasseranforderungen ggü. 2023</i>			-250	-428	-53	-92
Wind	In konv. th. P. enthalten	105	424	424	2'140	4'087
Photovoltaik, bestehend aus	In konv. th. P. enthalten	1'578	4'255	6'212	5'013	7'647
<i>PV Mittelland</i>	-	1'578	4'065	5'922	4'693	7'152
<i>PV Alpin</i>	-	-	190	290	320	495
Verbrauch Speicherpumpen (Mittelwert 5 Jahre)	-2'725	-2'134	-2'016	-2'016	-2'016	-2'016
Verbrauch (GWh/Winter)						
Landesverbrauch , bestehend aus	32'519	32'734	41'424	45'047	37'522	39'041
Konventioneller Verbrauch, bestehend aus	27'904	27'901	30'184	29'353	28'632	28'073
<i>Mittelwert 10 Jahre</i>			29'495	29'495	29'495	29'495
<i>Effizienzeinsparungen ggü. 2023</i>			0	0	-250	-250
<i>Rechenzentren ggü. 2023</i>			1'163	1'728	595	1'020
<i>Wegfall Elektroheizungen ggü. 2023</i>			-474	-1'870	-1'208	-2'192
Elektromobilität	416	520	3'368	6'410	2'282	3'803
Wärmepumpen	1'984	2'084	5'577	6'989	4'313	4'871
Verluste (Mittelwert 10 Jahre)	2'215	2'229	2'295	2'295	2'295	2'295

Tabelle 1: Übersicht zu den Annahmen für Produktion und Verbrauch

Im Vergleich zum Grundlagenpapier Winterproduktion aus dem Jahr 2020 wurde die Anzahl der betrachteten Treiber für den Importbedarf im Winter angepasst.

Bei den für die Treiber unterstellten Annahmen übernimmt die EICom aktuelle Schätzungen aus öffentlichen Quellen. Generell stützt sich die EICom im Wesentlichen auf Analysen anerkannter Institutionen, politische bzw. gesetzlich abgestützte Ziele sowie Branchenschätzungen. Vor allem für die positiven Szenarien wird, so z.B. beim Ausbau der Erneuerbaren, auf politisch formulierte Ziele abgestellt.

Einige dieser Treiber variieren stark von Jahr zu Jahr: So insbesondere die Produktion aus Wasserkraft aufgrund der hydrologischen Verhältnisse und die Produktion aus Kernkraft aufgrund der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke. Aber auch andere Faktoren wie der konventionelle Verbrauch (je nach Konjunktur, Bevölkerungswachstum, Effizienzmassnahmen, Temperatureinfluss), die Verluste im Übertragungsnetz (je nach Transitaufkommen) und die Verluste bei den Speicherpumpen (je nach KW-Verfügbarkeit und Marktsituation) können mehr oder weniger variieren. Aufgrund dieser Schwankungen wurde für einige Treiber die historischen Daten über 5 oder 10 Jahre gemittelt (vgl. Angaben in Tabelle 1 in Klammern) und auch für die Prognose unterstellt.

Einige Treiber und Entwicklungen wurden explizit nicht näher betrachtet: So wurde der Einfluss einer aktiven Dekarbonisierung (CCS & NET⁶) auf den Verbrauch oder auch die Produktionsmöglichkeiten unberücksichtigt gelassen, da dieser erst ab 2035⁷ wesentlich wird. Auch die Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie ist nicht Teil der Betrachtung, da im Zeitraum bis 2035 keine wesentlichen Entwicklung⁸ zu erwarten ist. Gleiches wurde für Repowering und Ersatzneubauten bestehender Wind- oder PV-Anlagen sowie die saisonale Speicherung und Rückverstromung überschüssiger PV-Produktion im Sommer via Power-to-X angenommen. Im negativen Szenario unberücksichtigt ist ausserdem das Potenzial zusätzlicher Stromproduktion durch Wärme-Kraft-Kopplung. Zwar wird ihre Förderung derzeit nach wie vor diskutiert, doch ist die Umsetzung aktuell noch zu unsicher und wird nur im positiven Fall berücksichtigt.

Das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum wurde nicht direkt betrachtet. Jedoch gingen die Prognosen für den konventionellen Verbrauch in den Energieperspektiven EP2050+ wegen Effizienzmassnahmen, trotz wirtschafts- und Bevölkerungswachstum, von sinkendem Verbrauch aus. In der Bilanzierung wird hier der historisch beobachtete Mittelwert unverändert für die Zukunft zugrunde gelegt. Im negativen Fall wird nur ein Teil des erhofften Wegfalls von Elektroheizungen berücksichtigt und von einem Zusatzbedarf bei den Rechenzentren ausgegangen.

Die Werte illustrieren den grossen Einfluss der Produktion aus Kernkraft. Deren Verfügbarkeit im Winter stellt für die Bilanzierung, bzw. den Importbedarf, ein Klumpenrisiko dar. Weiterhin dürfte der Zubau von PV und Wind sowie der Verbrauch für Wärmepumpen, Elektromobilität und Rechenzentren vor allem auf längere Sicht bedeutendes Potenzial für Differenzen gegenüber der heutigen Situation aufweisen. Die weiteren betrachteten Treiber (Ausbau Hydro inkl. Restwasser, Elektroheizungen, konv. thermische KW & WKK, Verbrauch Speicherpumpen sowie Effizienz und Verluste) haben bis 2035 dagegen auch weiterhin nur geringfügigen Einfluss.

Detaillierte Angaben zu den Treibern finden sich im Anhang im Kapitel 5.

⁶ CCS und NET sind Technologien, die fossiles und prozessbedingtes CO₂ direkt an Anlagen abscheiden und speichern (Carbon Capture and Storage, CCS) oder CO₂ der Atmosphäre dauerhaft entziehen (Negativemissionstechnologien, NET), vgl. auch [CO₂-Entnahme und -Speicherung \(admin.ch\)](#)

⁷ Vgl. auch Abbildung 37 des Kurzberichts der EP2050+ unter [Energieperspektiven 2050+. Tabellen und Grafiken des Kurzberichts. Auch wäre der Betrieb thermischer Kraftwerke zukünftig mit \(grünem\) Wasserstoff technisch nicht unmöglich](#)

⁸ Vgl. auch Abbildung 21 des Kurzberichts der EP2050+ unter [Energieperspektiven 2050+. Tabellen und Grafiken des Kurzberichts](#)

2.4 Zusätzlich erforderliche Produktion aufgrund Importrichtwert

In den folgenden Diagrammen wird der resultierende Importbedarf in einem positiven und einem negativen Szenario dargestellt.

Die Differenz aus der bilanzierten Netto-Produktion und dem Verbrauch (Punkte oben in der Grafik) ergibt den benötigten Importbedarf im Winterhalbjahr (Balken unten). Der Netto-Importbedarf oberhalb der im Gesetz definierten Richtwertes von 5 TWh (im Balkendiagramm rot eingefärbt) entspricht dann jener Energiemenge, die bei Bedarf zusätzlich in der Schweiz produziert werden müsste.

Positive Entwicklung der Treiber:

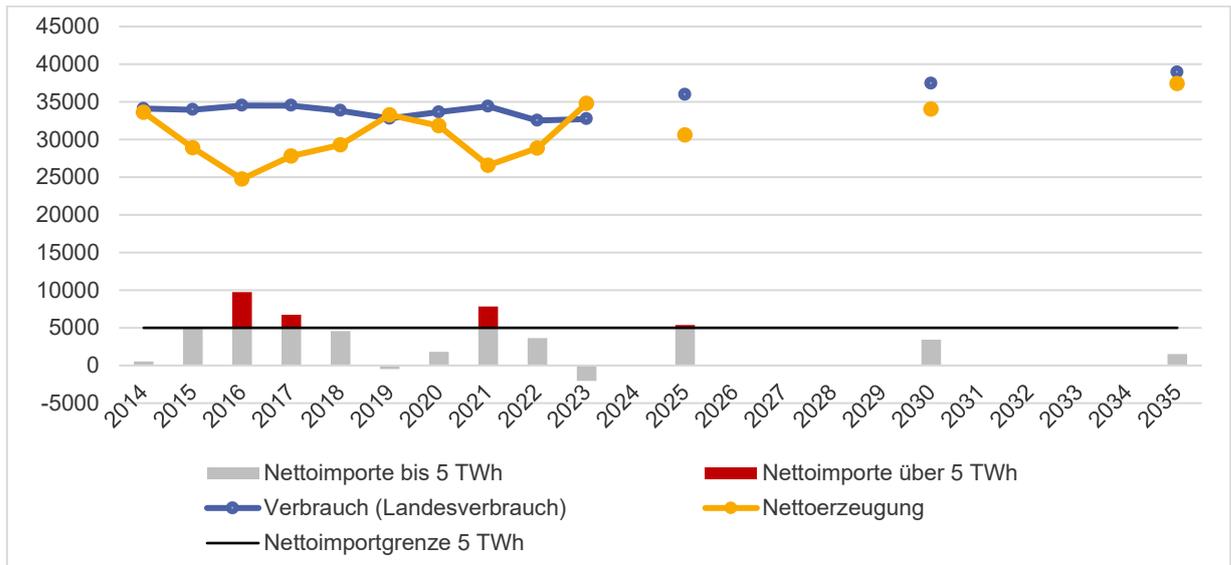


Abbildung 1: Angebot - Nachfrage - Nettoimporte (GWh/Winter) positives Szenario

Die Entwicklung vom Netto-Importbedarf zeigt im positiven Szenario keinen Bedarf für zusätzliche Winterproduktionsfähigkeit (bzw. Reserven), da die Importrichtwerte vom Nettoimport im Winter im Jahr 2030 und 2035 nicht überschritten werden. Diesem positiven Szenario wird unterstellt, dass sich der Verbrauch der Wärmepumpen und für die Elektromobilität nicht so stark erhöht und gleichzeitig sich der Ausbau von PV und Wind wie erhofft realisieren lässt.

Negative Entwicklung der Treiber:

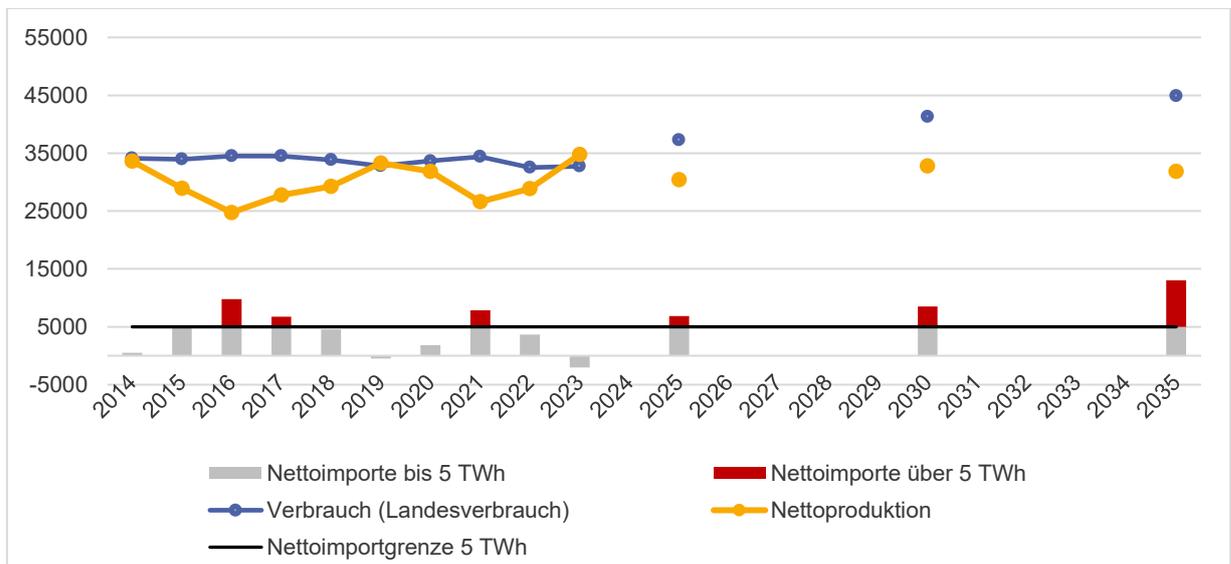


Abbildung 2: Angebot - Nachfrage - Nettoimporte (GWh/Winter) negatives Szenario

Im negativen Szenario mit hoher Verbrauchs- und tiefer Produktionsentwicklung würde die politische Vorgabe für einen Importrichtwert von 5 TWh im Winterhalbjahr nicht eingehalten. Der Netto-Importbedarf 2030 wird in diesem Fall auf über 8.5 TWh/Winter geschätzt und übersteigt damit den Richtwert um rund 3.5 TWh/Winter. 2035 resultiert im negativen Szenario gar ein Importbedarf von über 13 TWh/Winter, also rund 8 TWh/Winter über dem gesetzlichen Richtwert von 5 TWh.

Die hypothetischen Überschreitungen des gesetzlichen Richtwertes lassen sich in eine (dauerleistungsfähige) Reserveleistung in Megawatt umrechnen. Positive Leistungswerte in MW bedeuten einen Reservebedarf, negative keinen Reservebedarf.

		negatives Szenario		positives Szenario	
		2030	2035	2030	2035
Landesverbrauch	GWh/Winter	41'424	45'047	37'522	39'041
Nettoerzeugung	GWh/Winter	32'807	31'826	35'679	39'077
Landesverbrauch - Nettoerzeugung (=Nettoimporte)	GWh/Winter	8'618	13'221	1'843	-36
Importgrenze 5 TWh	GWh/Winter	5'000	5'000	5'000	5'000
Delta zu Importgrenze 5 TWh/Winter	GWh/Winter	3'618	8'221	-3'157	-5'036
Reservebedarf Bandlast	MW	826	1'877	-721	-1'150
Reserve gerundet (hunderter)	MW	800	1'900	-700	-1'200
Importgrenze 7.5 TWh	GWh/Winter	7'500	7'500	7'500	7'500
Delta zu Importgrenze 7.5 TWh/Winter	GWh/Winter	1'118	5'721	-5'657	-7'536
Reservebedarf Bandlast	MW	255	1'306	-1'292	-1'720
Reserve gerundet (hunderter)	MW	300	1'300	-1'300	-1'700

Tabelle 2: erforderlicher Reservebedarf im negativen und positiven Szenario

3 Tage Selbstversorgungsfähigkeit

3.1 Ausgangslage

Als alternative Möglichkeit zur Evaluation der Resilienz der Versorgungssicherheit wird die Anzahl Tage Selbstversorgungsfähigkeit im Falle ausbleibender Importe berechnet. Da die Schweiz über erhebliche Saisonspeicherkraft verfügt, ist eine eigentliche Versorgungsknappheit in den frühen Wintermonaten wenig wahrscheinlich, zumal der noch vorhandene Speicher in Kombination mit der grossen Kraftwerksleistung der Speicherkraftwerke ein ausreichendes Angebot schafft. Versorgungssicherheitsanalysen illustrieren, dass Versorgungsknappheiten vor allem im zweiten Teil des Winters (ab Februar, teilweise auch schon ab Januar) vorkommen würden, wenn auch die Speicher weitgehend geleert wären. Sollten etwa aufgrund von Versorgungsengpässen in ganz Europa die Importmöglichkeiten erodieren, müsste sich die Schweiz mit dem z.B. ab Anfang März verbleibenden Speicherinhalt sowie der Produktion der inländischen Kraftwerke versorgen können – dies mindestens solange, bis Importe wieder zur Verfügung stehen und / oder die Stromnachfrage aufgrund wärmerer Temperaturen sinkt und die inländische Produktion erneuerbarer Energie z.B. aufgrund der Schneeschmelze und höherer Sonneneinstrahlung zunimmt.

Unterstellt man einen statistisch minimalen Füllungsgrad der Speicher (ca. 17 Prozent in der ersten Märzwoche) und eine mittlere erwartete Produktion der Kernkraftwerke sowie der Laufwasserkraftwerke und anderer erneuerbarer sowie thermischer Stromproduktion, so könnte sich die Schweiz aktuell rund 27 Tage gänzlich ohne Importe versorgen. Einen ähnlichen, leicht tieferen Wert (22 Tage) als Zielgrösse für die Resilienz der Versorgung verankerte der Bundesrat in der Botschaft zum Mantelerlass⁹. Diese deterministische Betrachtung kann Aufschluss darüber geben, wie robust die schweizerische Versorgung aufgrund der möglichen Selbstversorgung zu einem Zeitpunkt, typischerweise im Monat März, zu beurteilen ist. Historisch gesehen war die effektive Selbstversorgungsfähigkeit v.a. aufgrund der variierenden Wasserkraftproduktion von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlich – ähnlich wie bei den Netto-Winterimporten.

3.2 Methodik

Zur Bestimmung der im Mittel erwarteten Tage Selbstversorgungsfähigkeit wird die an einem Stichtag in den Speicherseen der Schweiz enthaltene Energiemenge festgestellt oder -gelegt, typischerweise im Monat März. Daneben wird ermittelt, wie hoch der Stromverbrauch und die übrige Schweizer Stromproduktion (ohne Speicherwasserkraft) an einem Tag im betrachteten Monat typischerweise ist.

Weitere Annahmen können getroffen werden, um die Robustheit der Versorgungssicherheit auch in Extremsituationen zu beurteilen, z.B. besonders hoher Verbrauch oder tiefe Produktion. Auch kann die Aussage unter Zuhilfenahme von Reserven, welche die Stromproduktion bei Bedarf unterstützen können, getroffen werden.

Auch für Importe müssen Annahmen getroffen werden. Aufgrund der Definition der Betrachtung werden die Importe typischerweise auf null gesetzt, da geprüft werden soll, wie lange die Selbstversorgung bei vollständiger Alleinstellung der Schweiz («Inselbetrieb») möglich ist. Es können alternativ aber auch Annahmen für Importe grösser null getroffen werden, etwa um eine erwartete minimale Importverfügbarkeit abzubilden. Da es hier um die Ermittlung einer über die Zeit vergleichbaren Resilienz-Kennzahl geht, ist eine Normierung auf Null der Transparenz halber sinnvoll.

Der Verbrauch von Pumpspeicherwerken wird in dieser Betrachtung ausgeklammert. Ausgehend davon, dass in einer Knappheitssituation tatsächlich keine Importe möglich wären und die Nachfrage vollständig aus Inlandproduktion bzw. den verbleibenden Saisonspeichern gedeckt werden müsste, wäre mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Überschussenergie vorhanden, die für einen Pumpbetrieb eingesetzt werden könnte.

Bei den erneuerbaren Energien wie Laufwasser und PV sind die jahreszeitlich zu erwartenden

⁹ Vgl. 21.047 Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom Juni 2021, Kap. 3.1.3.2, unter <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/67174.pdf>

Produktionsmöglichkeiten aufgrund der Witterungsverhältnisse zu berücksichtigen – bei der PV etwa ist die mittlere Sonneneinstrahlung im März bereits deutlich höher als die mittlere Sonneneinstrahlung in den anderen Wintermonaten (Basis langjährige Mittelwerte Globalstrahlung).

Mit diesen Daten oder Annahmen wird die Anzahl Tage ermittelt, an denen der Verbrauch der Schweiz, z.B. ab Anfang März, mit der inländischen Produktion inkl. Wasserkraft und ohne oder mit Reserven möglich ist:

$$\text{Tage Selbstversorgungsfähigkeit}^{10} = \frac{\text{Speicherstand zu einem Stichtag [GWh]}}{(\text{Verbrauch} - \text{Produktion} - \text{Importe}) [\text{jeweils GWh/Tag}]}$$

Falls die so prognostizierte Selbstversorgungsfähigkeit exklusiv Reserve unter 22 Tagen liegt, wird berechnet, wie hoch die Reserven bemessen sein müssten, um den Zielwert zu erreichen.¹¹

3.3 Daten und Annahmen

Für die nachfolgenden Berechnungen wurde grundsätzlich auf die gleiche Datengrundlage abgestellt wie für die saisonale Betrachtung in Kapitel 2 Importrichtwert. Wiederum lassen sich Szenarien mit starkem oder geringem Nachfragewachstum sowie Szenarien mit hohem Ausbau der erneuerbaren Energien (Erreichung der politischen Ziele) oder tiefem Ausbau (weiter wie bisher) miteinander kombinieren. Sowohl die Entwicklung der Nachfrage als auch der Ausbau von PV, Windkraft und WKK lehnt sich dabei an die Annahmen im vorangegangenen Kapitel zur saisonalen Betrachtung der Winterproduktionsfähigkeit an¹² – dabei aber werden sie auf den Monat März «übersetzt». Ergänzend wird in dieser Analyse ein zusätzliches Szenario mit einem «defensiven» Erneuerbaren-Ausbau unterstellt, welches vereinfachend zwischen dem hohen und tiefen Ausbauszenario eine gemittelte Entwicklung für den Ausbau von PV, Wind, und WKK unterstellt. In allen Szenarien wird unterstellt, dass ein Teil des PV-Ausbaus auf (hoch-)alpine Anlagen entfällt.¹³

Auch für die Wasserkraftproduktion werden Erwartungswerte für den März anhand statistischer Daten unterstellt. Die erwartete tägliche Laufkraftproduktion wird anhand der mittleren März-Werte der letzten 10 Jahre geschätzt – reduziert um künftig erwartete Produktionsverluste durch Restwasseranforderungen.¹⁴ Beim Füllstand der Speicherseen wird nicht auf den Mittelwert, sondern auf einen minimalen Füllstand aus den vergangenen 10 Jahren abgestellt. Der Betrachtungszeitpunkt ist dabei Anfang März mit einem Speicherstand von rund 1500 GWh¹⁵. Daneben wurden die Importe bei null (Inselbetrieb Schweiz) angenommen. Da durch die Projekte des Runden Tisches neue

¹⁰ Das Ergebnis ist ein Quotient und nichtlinear, da in Abhängigkeit von den beiden Grössen «Verbrauch» und der Summe von «Produktion und Importe» der Teiler der Division sehr klein oder Null werden kann, wobei das Ergebnis dann sehr gross oder unendlich wird. Auch kann das Ergebnis negativ werden, wenn die Summe aus «Produktion und Importe» grösser sind als der Verbrauch - in diesem Fall ist die Selbstversorgung für beliebig viele Tage gegeben.

¹¹ Die Anwendung des «Zielwerts» von 22 Tagen könnte damit begründet werden, dass im Rahmen der künftigen Entwicklungen mindestens etwa das aktuelle Resilienzniveau aufrechterhalten werden soll. Im Kontext eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energie würde ausserdem eine Selbstversorgungsfähigkeit über eine Periode von bis ca. 3 Wochen mögliche Phasen mit ausserordentlich hoher Residuallast in benachbarten Ländern adressieren. Während solcher Phasen trifft eine hohe Nachfrage auf ausserordentlich tiefe Erneuerbaren-Produktion (sog. «Dunkelflaute») – was mit einer entsprechend reduzierten Exportfähigkeit von Nachbarländern einhergehen würde.

¹² Umgerechnet auf den Ausbau der PV-Leistung wird im Szenario mit geringem Erneuerbaren-Ausbau ggü. Ende 2025 bis 2030 bzw. 2035 eine zusätzlich installierte PV-Leistung von rund 7.5 GW bzw. 15 GW unterstellt, im Szenario hoher Erneuerbaren-Ausbau ca. 10.1 GW bzw. rund 20.1 GW. Im Szenario hoher Erneuerbaren-Ausbau steigt ausserdem die Windproduktion im Winterhalbjahr bis 2030 bzw. 2035 um ca. 2 TWh bzw. 4 TWh an, im Szenario mit tiefem Erneuerbaren-Ausbau bis 2030 um rund 0.3 TWh, danach stabil. Der Einfachheit halber wird die Windproduktion gleich über die Wintertage verteilt.

¹³ Dabei entfallen im negativen Szenario ab 2030 ca. 0.4 GW, im positiven Szenario rund 0.6 GW der neu installierten PV-Leistung auf (hoch-)alpine Anlagen, ab 2035 ca. 0.6 GW resp. 1.0 GW. Für diese Anlagen werden mehr Volllaststunden (1333 Stunden – statt 950 für Anlagen im Mittelland) angenommen, zudem fällt bei ihnen im Monat März ein überdurchschnittlich hoher Anteil der Jahresproduktion an (Annahme: 12% - statt rund 8% für Anlagen im Mittelland). Im Mittleren Szenario wird der Mittelwert zwischen pos. und neg. Szenario angenommen.

¹⁴ Der Einfachheit halber wird in allen Szenarien hinsichtlich der Produktionsverluste durch Restwasseranforderungen das negative Szenario gemäss der Analyse zum Importrichtwert unterstellt.

¹⁵ Dies entspricht 16.7 % des Speichervolumens und damit dem Minimalfüllstand der letzten 10 Jahre in der ersten März-Woche 2018 (Total des Volumens gem. Speicherstatistik April 2025: 8'900 GWh). Generell kann angenommen werden, dass sich ein starker Ausbau der PV längerfristig spürbar preissenkend auf die Marktpreise in den späten Wintermonaten auswirkt, so dass der wirtschaftliche Speicherbetrieb umso mehr auf die früheren Wintermonate fokussiert, weshalb tendenziell der Füllstand Anfang März im Vergleich zu historischen Daten künftig eher tiefer ausfallen dürfte.

Talsperren gebaut bzw. bestehende erhöht werden, ergeben sich in Zukunft somit tendenziell höhere Speicherinhalte als zusätzlicher Sicherheitspuffer. Bis 2030 wurden 170 GWh/Winter angenommen, bis 2035 wurde im tiefen (und defensiven) Ausbauszenario ein Ausbau um rund 180 GWh/Winter unterstellt, im hohen Ausbauszenario um rund 1600 GWh/Winter.

3.4 Szenarien und Ergebnisse (angepasst März 2025)

Da die Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke von besonderer Bedeutung ist, wurde diese mit dem Nachfragewachstum und dem Produktionsausbau zu folgenden Szenarien kombiniert und für die Stichjahre «Aktuell», 2030 und 2035 wie folgt berechnet (wobei für 2030 Szenarien mit allen KKW, ohne Beznau I/II und für 2035 Szenarien ohne Beznau I/II bzw. ohne Beznau I/II/Gösgen differenziert werden).

Selbstversorgungsfähigkeit Anfang März			Nötige Reserve
	Ohne Reserve	1000 MW	
Zielwert gemäss Botschaft	22		
Aktuell	27		
2030			
2030: Alle KKW, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	44		
2030: Alle KKW, tiefes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	29		
2030: Alle KKW, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	28		
2030: Alle KKW, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	24		
2030: Alle KKW, hohes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	21	31	Ca. 200 MW
2030: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	31		
2030: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	22		
2030: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	22		
2030: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	19	28	Ca. 400 MW
2030: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	17	24	Ca. 800 MW
2035			
2035: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	81		
2035: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	26		
2035: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	34		
2035: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	22		
2035: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	17	23	Ca. 900 MW
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	41		
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, tiefes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	19	27	Ca. 500 MW
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	24		
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	17	23	Ca. 900 MW
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau	14	18	Ca. 1700 MW

Tabelle 3: Tage Selbstversorgungsdauer

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass

- im Fall einer tiefen Nachfrageentwicklung und einem hohen Erneuerbaren-Ausbau (Fall «minimaler Importbedarf») die Selbstversorgungsfähigkeit von 22 Tagen bis 2035 auch ohne Reserven gegeben ist;
- ein geringer Ausbau der Erneuerbaren (geringer EE-Ausbau) in Verbindung mit einem tiefen Nachfragewachstum ebenfalls keine Reserven benötigt, sofern die KKW-Laufzeiten «60 Jahre» betragen;
- ein Szenario mit defensivem Ausbau der Erneuerbaren (PV und Wind) mit gleichzeitigem hohem Nachfragewachstum keine Vorhaltung von Reserven voraussetzt, wenn Beznau I/II wie angekündigt über 2030 hinaus betrieben werden;
- im Fall von maximalem Importbedarf (hohes Nachfragewachstum, reduzierter EE-Ausbau) Reserven vorgehalten werden müssen, um den Zielwert von 22 Tagen Selbstversorgungsfähigkeit abzusichern.

4 Schlussfolgerungen der EICom

4.1 Interpretation der Resultate

Aus den beiden Ansätzen einer saisonalen Betrachtung (Kapitel 2) und der Dauer Selbstversorgungsfähigkeit (Kapitel 3) resultieren für 2030 und 2035 zunächst relativ grosse Bandbreiten für die erforderliche Reserven:

Bandbreiten der Reserven	2030	2035
Nettoimport < 7.5 TWh	0... 300 MW	0... 1300 MW
Nettoimport < 5 TWh	0... 800 MW	0... 1900 MW
Selbstversorgungsfähigkeit \geq 22 Tage	0...200 MW	0...900 MW

Tabelle 4: Bandbreiten der erforderlichen Reserven

Die dargestellten Werte gelten unter der Annahme, dass in 2030 die KKW Beznau I und II und in 2035 die KKW Gösgen und Leibstadt weiter in Betrieb sind.

Für das Jahr 2030 ergibt sich aus einer rein numerischen Betrachtung ein Reservebedarf von 200 MW (bei Mittelung der 6 Werte) bis 400 MW (Mittelwert der oberen Werte). Eine Reserveleistung in dieser Bandbreite würde in etwa der Produktion von einem Block in Beznau entsprechen. Mit Blick auf die bereits erfolgte Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerk Mühlebergs und die ohnehin geplante Ausserbetriebnahme beider Blöcke in Beznau erscheint eine Reserve per 2030 in dieser Grössenordnung als angemessen.

Auf Basis der numerischen Resultate ist für das Jahr 2035, im Vergleich zu 2030, mit tendenziell erhöhtem Reservebedarf zu rechnen. Dies erscheint plausibel und ist einerseits auf die gesicherte Ausserbetriebnahme der beiden Blöcke in Beznau per 2032/33, andererseits auch auf die über einen längeren Zeitraum divergierenden Entwicklungen zurückzuführen. Der im letzten Update genannte Zielkorridor von 700 bis 1'400 MW Reserveleistung per 2035 wäre weiterhin kompatibel aufgrund des Updates 2025.

4.2 Empfehlung der EICom

Die Herausforderung bei der Dimensionierung der Reserve besteht darin, trotz der grossen Unsicherheiten bei den Szenarien und grossen Bandbreiten bei den Annahmen die versorgungstechnisch notwendige und volkswirtschaftlich vernünftige Grössenordnung zu eruieren. Im Sinne der Effizienz sollten keine unnötig hohen Reserven realisiert werden, da sie im Falle einer positiven Entwicklung gar nie zum Einsatz kämen. Umgekehrt aber sind Reserven von ihrer Natur her als Versicherung gegen eine unvorteilhafte Entwicklung konzipiert. Ausgehend davon, dass mangelnde Produktions- und /oder Importkapazitäten und die damit einhergehende fehlende Energie mit enormen volkswirtschaftliche Kosten verbunden sind, erscheint eine Orientierung der Reservebemessung im oberen Bereich der Bandbreiten als angebracht, gerade weil es sich bei den unterstellten Szenarien bzw. Annahmen nicht um extreme oder sehr unrealistische Entwicklungen handelt.

Ergänzend zur vorliegenden Winterproduktionsanalyse hat die EICom Ende 2024 Swissgrid beauftragt, eine System Adequacy Rechnung basierend auf den aktualisierten Annahmen und Daten für die Jahre 2028, 2030 und 2035 vorzunehmen. Die Resultate dieser Analyse (welche den Markt inklusive Importe und Exporte modelliert) werden in einem separaten Bericht publiziert. Auch sie zeigen einen Bedarf für Reserven sowohl für 2030 als auch für 2035 – wobei der Bedarf in 2035 höher ist. Je nach unterstelltem Stressszenario (im In- und Ausland) sowie je nach angenommener Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Import fällt der ermittelte Reservebedarf sehr heterogen aus. Dabei zeigen sich auch Grenzen bei der europaweiten Modellierung auf stündlicher Basis: Einerseits sind die Annahmen für die Analysen noch komplexer und unsicherer, da sie nicht nur für die Schweiz, sondern auch für umliegende und weitere Länder gemacht werden müssen. Gerade für die Schweiz mit ihrem ausserordentlich hohen Anteil an Import- und Exportkapazitäten sind daher die Annahmen über die ausländischen Entwicklungen von besonderer Bedeutung – und damit auch die entsprechenden Unsicherheiten. Andererseits ist die Effektivität von Schweizer Reserven gemäss der

Analyse im Falle der Szenarien mit einer europäischen Mangellage eingeschränkt, da ihr Beitrag kaum ausreichen könnte, um den regionalen (länderübergreifenden) Strommangel auszugleichen. Effektiv wäre im Modell der Einsatz inländischer Reserven vor allem bei einem rein inländischen Stressszenario (stark reduzierte KKW-Verfügbarkeit) und/oder reduzierten Importkapazitäten¹⁶.

Sowohl die vorliegende Winterproduktionsanalyse, als auch die Adequacy Analyse zeigen, vor allem für 2035, keine Entspannung gegenüber den Analysen von 2023. Aus diesem Grund hält die EICom weiterhin an einer Reserveempfehlung fest. Wegen den Unschärfen des Analysemodells der Adequacy Analyse (Modellierung Wasserkraft, Wirkungsgrad und Einsatz der Reserve, Nichtberücksichtigung ausländischer Reserven/Massnahmen) sowie den Unsicherheiten bei den Annahmen in den umliegenden Ländern (zu Produktions- und Exportfähigkeiten) stützt sich die EICom bei ihrer Reserveempfehlung für 2030 und 2035 weiterhin vornehmlich auf die Betrachtungen der Winterproduktionsfähigkeit ab. Die EICom empfiehlt für 2030 die Vorhaltung von Reserven im Umfang von mindestens 500 MW und von 700 – 1'400 MW für 2035. Damit ist die Empfehlung der EICom für 2035 gegenüber jener aus 2023 unverändert, da die aktualisierten Analysen keine klaren Hinweise auf einen deutlich höheren (oder tieferen) Reservebedarf geben. Für 2030 fällt die Empfehlung aufgrund der Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Beznau sowie des höheren Erneuerbaren-Ausbau leicht tiefer aus (bislang galt die Empfehlung von 700 – 1400 MW auch für 2030). Dabei stützt sich die Empfehlung für 2030 auf einen mittleren Wert des in der vorliegenden Winterproduktionsanalyse ermittelten Reservebedarfs im Falle einer ungünstigen Entwicklung von Nachfrage und Produktion im Inland (hohe Verbrauchsentwicklung, reduzierter Erneuerbaren-Ausbau).

Die Resultate der Adequacy-Analyse illustrieren ausserdem den besonders grossen Einfluss der Verfügbarkeit von Importkapazitäten im Netz zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit – selbst in einem Szenario mit europaweitem Stress. Im Fall von deutlich reduzierten Importkapazitäten (d.h. ohne Stromabkommen oder angemessenes technisches Abkommen) ist ein darüber hinaus gehender Reservebedarf in 2035 nicht auszuschliessen. Um den vielschichtigen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, empfiehlt die EICom – so weit als möglich – ein etappiertes Vorgehen bei der Beschaffung der Reserven. Aus diesem Grund erachtet die EICom weiterhin ein schrittweises Vorgehen und eine laufende Re-Evaluation der Entwicklungen als sinnvoll, um allenfalls den Zubau von Reserven zu adjustieren.

2030	2035
mindestens 500 MW	700-1400 MW

Tabelle 5: Empfehlung Reserven

Anmerkung zur Qualität und zum Einsatz der Reserven: Grundsätzlich sollte die Versorgung auf Basis des Grosshandelsmarktes (Energy-Only-Markt EOM) gesichert werden. Die Reserve ist nur einzusetzen, wenn der Markt nicht mehr schliesst oder zusätzliche Produktion in einer Mangellage benötigt wird. Die Reserveleistung hat die Qualität «dauerleistungsfähig», d.h. sie muss zeitlich uneingeschränkt mit der angegebenen Leistung produzieren können.

¹⁶ Für ein solches Szenario würde der Reservebedarf gemäss Adequacy Analyse in 2030 zwischen etwa >45 und >1400 MW variieren, für 2035 zwischen etwa >145 und >2800 MW. Der höhere Reservebedarf resultiert in den Szenarien mit relativ geringen grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten im Falle eines fehlenden Stromabkommens und ohne technische Vereinbarung (Szenario Merger der Kapazitätsberechnungsregionen CORE-ITN ohne Schweizer Beteiligung).

5 Anhang Treiberdaten

Schweizer Kernkraftwerke (KKW)

- Vor dem Hintergrund, dass Beznau 1 und 2 bereits länger als 50 Jahre produzieren und aufgrund der Ankündigung der Betreiberin, diese beiden Kraftwerke über 60 Jahre hinweg betreiben zu wollen (dies deutet sowohl auf eine gesicherte Finanzierung als auch auf eine politische Akzeptanz hin) erscheint eine Laufzeit von 60 Jahren grundsätzlich plausibel für die Schweizer KKW. Diese Annahme wurde bereits in den letzten Berechnungen und Studien der EICom zugrunde gelegt und bleibt auch dieses Mal valide. Das heisst, dass für KKG und KKL Laufzeiten über 2035 hinaus unterstellt sind.
- Aufgrund der in den letzten 10 Jahren teilweise länger andauernden Ausfälle wurde für die Zukunft eine Durchschnittsverfügbarkeit von rund 87% im Winter zugrunde gelegt (vgl. Angaben T6a, El. Statistik 2023).
- Es wurde von folgenden Annahmen zur Stilllegung nach 60 Jahren Laufzeit ausgegangen: KKB 1: 12.2033; KKB 2: 12.2032; KKG: 10.2039; KKL: 11.2044.

Konv. thermische Kraftwerke inkl. WKK

- Konv. thermische Kraftwerke: Summe aus konventionell-thermischer Produktion, Deponiegas Verstromungsanlagen, Kehrichtverbrennung ohne WKK und mit WKK, Industrie, Fernheizkraftwerke, Klein-WKK-Anlagen vom Jahr 2022.
- Quelle für Daten 2022: gem. El. Statistik 2023, Tab. A-3
- Werte 2022 für die Zukunft für neg. und pos. Szenario fortgeschrieben
- WKK: Zubau noch in Diskussion, verschiedene Varianten für pol. Förderung formuliert¹⁷
- WKK: für neg. Szenario: kein Zuwachs
- WKK: für pos. Szenario gemäss Vorschlag Bundesrat auf 400 GWh in 2035 (Zuwachs linear angenommen)

Hydro generell

- Die bisherige Hydroproduktion basiert auf der Summe von Laufwasser- und Speicherproduktionsdaten inkl. Umwälzbetrieb
- Die zukünftige Hydroproduktion basiert auf der aktuellen mittleren Produktionserwartung (WASTA) plus Umwälzbetrieb, Zubau neuer Projekte gemäss Projektliste EE VSE (vgl. Hydro Zubau neue Produktion / Projekte) und Mantelerlass sowie Produktionsverluste durch Restwasseranforderungen.

Hydro Mittlere Produktionserwartung WASTA

- Definition Elektrizitätsstatistik 2023: Die mittlere Produktionserwartung ab Generator (ohne Umwälzbetrieb) der Zentrale beruht *bei Neu- und Umbauten* auf einer theoretischen Berechnung aufgrund der hydrologischen Daten eines Durchschnittsjahres und der Auslegung bzw. der vorgesehenen Betriebsweise der Wasserkraftanlage. Bei *bestehenden Anlagen* ist die mittlere Produktionserwartung gleich der aufgrund des aktuellen Ausbauszustandes der Wasserkraftanlage bei Normalbetrieb berechneten mittleren Energieerzeugung. Bei der mittleren Produktionserwartung (ohne Umwälzbetrieb) sind der mittlere Energiebedarf der Pumpen und Ersatzlieferungen nicht berücksichtigt.
- Quelle Daten: WASTA mittlere Produktionserwartung ¹⁸

Hydro: Umwälzbetrieb

- Basis bilden die Istdaten für «Verbrauch Speicherpumpen» (s.u.)
- Annahme 80% Wirkungsgrad, d.h. 20% Verluste
- Mittelwert 5 Jahre

¹⁷ Vgl. Bundesrat will Stromreserve gesetzlich verankern, Bundesrat 1.3.2024 und z.B. auch Parlament schafft gesetzliche Basis für thermische Stromreserve, SDA Meldung 5.3.2025.

¹⁸ news.admin.ch/de/nsb?id=100905, «Wasserkraft Schweiz: Statistik 2023», BFE 02.05.2024

Hydro Zubau neue Produktion / Projekte

- Gemäss Energiegesetz¹⁹ ist die Wasserkraft bis 2035 ggü. 2023 (mittlere Prod. Erwartung 36'708 GWh/a¹⁸) um ca. 1'190 GWh auf 37'900 GWh/a auszubauen. Die 15 Projekte des Runden Tisches + Chlus ergeben maximal eine zusätzliche Jahresproduktion von 560 GWh/a bzw. eine zusätzliche Winterproduktion von 2'090 GWh/Winter (inkl. Verlagerung vom Sommer in den Winter).
- Bei den Projekten des Runden Tisches werden neue Talsperren gebaut bzw. bestehende erhöht. In Zukunft ergibt sich somit tendenziell ein zusätzlicher Sicherheitspuffer.
- Quelle: Die EICom stützt sich dabei²⁰ auf die Erhebung der EE Projekte des VSE Erneuerbare Energien: Das sind die Ausbauprojekte | VSE, VSE 2024/2025, und die pol. Planung gemäss Mantelerlass ab²¹.

Hydro Produktionsverluste durch Restwasserbestimmungen

- Studie Pfammatter/Semadeni «Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen: Stand und Ausblick», in "Wasser Energie Luft" - Heft 4, 110. Jahrgang, 2018, vgl. Bild 4
- Für das neg. Szenario wurde das Szenario 4 Pfammatter «simultan dynamische Dotierung», d.h. stark erhöhte Anforderungen, jederzeit 30% Abfluss, zugrunde gelegt.
- Für das pos. Szenario wurde das Szenario 1 Pfammatter «Anforderungen wie bisher» zugrunde gelegt.
- Es wurde angenommen, dass der Winteranteil der Energieeinbussen durch Restwasser, analog der Hydroproduktion, im Winter rund 42% ausmacht.
- Da Produktionsverluste durch Restwasser bereits in der mittleren Produktionserwartung gem WASTA (die auf historischen Daten basiert) enthalten sind, muss gegenüber dem Ausgangspunkt 2023 nur noch die Differenz zum Ist in der Zukunft berücksichtigt werden.

Hydro Wasserkraftreserve

- Es wird die Annahme getroffen, dass die Wasserkraftreserve bei Bedarf auch vor Ende April eingesetzt würde, daher wird sie im Winterhalbjahr nicht separat in Abzug gebracht oder modelliert.

Zubau Wind

- Im negativen Szenario wird angenommen, dass zumindest für die geplanten Projekte mit einem positiven (Bundes)Gerichtsentcheid (Stand Jan. 2024, Angaben Suisse Eole) die geplante Inbetriebnahme sicher ist.
- Im positiven Szenario wird basierend auf dem Windexpress und dem Plan Eolien 2030 angenommen, dass ein Zubau von 6 TWh Jahresproduktion bis 2035 umsetzbar ist.

Zubau PV

- Für 2024 wurde, basierend auf der aktuellen Schätzung von Swissolar, von einem Zubau von +1800 MW ausgegangen. Im negativen Szenario wird, unter Berücksichtigung der bisherigen Zubauraten und möglichen Unsicherheiten ab 2025 ein jährlicher Minimalzubau von +1500 MW

¹⁹ Vgl. EnG Art. 2 Abs. 2

²⁰ Neg. Szenario: Für das neg. Szenario wurde angenommen, dass bis 2030 die folgenden Projekte mit einer zusätzlichen Winterproduktion von in Summe 171 GWh realisiert werden: Waldemme, Gesamterneuerung KW Robbia, Kraftwerk Ritom, Sousbach, Turbach, KWWB Dotierkraftwerk, Meiental. Bis 2035 kommt noch das Projekt Pradapunt mit 10 GWh/Winter hinzu.

Pos. Szenario: Im pos. Szenario wurde angenommen, dass die gleichen Kraftwerke vom neg. Szenario realisiert werden, bis 2035 kommen dann noch die folgenden Projekte hinzu und ergeben in Summe eine Zusatzproduktion von rund 1600 GWh/Winter: Erhöhung Staumauer Sambuco, Mehrzweckspeicher Gorner, Oberaletsch, Emosson, Dammerhöhung Mattmark, Reusskaskade, Vergrösserung Grimsensee, Tiefencastel Plus (KWKW), Erhöhung Marmorradamm (Mittelbünden), Schiffenen-Morat (ScheM), Chlus, Griessee.)»

²¹ Vgl. Bericht des BFE vom 24. April 2023 zuhanden der UREK-S: Runder Tisch Wasserkraft unter 21.047 | Sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Bundesgesetz | Öffentliche Kommissionsunterlagen | Das Schweizer Parlament.

angenommen. Die +1500 MW entsprechen etwa dem Mittelwert des Zubaus in den Jahren 2022, 2023 und 2024. Dies führt zu einer installierten Leistung von 24.7 GW bis 2035.

- Im positiven Szenario wird von einem Wachstum bis 2035 auf 30.2 GW installierte Leistung ausgegangen, was der Erreichung der Zielwerte gemäss Mantelerlasses entsprechen würde.
- Es wird angenommen, dass der Zubau PV in den Alpen basierend auf dem Solarexpress erst ab 2026 energiewirtschaftlich spürbar wird, dann aber bis 2029 abgeschlossen ist.
- PV Alpin neg. Szenario: hier wird von einer Zubaeinschätzung des BFE «realistisch» ausgegangen.
- PV Alpin pos. Szenario: hier wird von einer Zubaeinschätzung des BFE «Mantelerlass» ausgegangen.
- Winteranteil PV: Der Winteranteil liegt bei 27%²² für die Anlagen im Mittelland.
- Winteranteil für Alpine PV-Grossanlagen: dieser liegt bei mindestens 37.5% (=500/1333), basierend auf den Annahmen, dass die Vollaststunden von alpinen Anlagen im Mittel rund 1333h/a (bzw. kWh/kWp) oder mehr betragen²³, und dass die Stromproduktion alpiner PV aufgrund gesetzlicher Vorschrift mindestens 500 kWh/kW im Winterhalbjahr betragen muss²⁴. Im Einzelfall überschreiten viele der konkret geplanten alpinen Anlagen diesen Winteranteil recht deutlich. Im Mittelwert (vgl. Statistics²³, alle 50 Anlagen gem. Art. 71a) liegt der Winteranteil mit 44.33% rund 7% höher als die angenommenen 37.5%, die der Gesetzgeber fordert. Allerdings liegen für 22 dieser 50 Anlagen gem. Art. 71a derzeit (Februar 2025) in der Quelle keine Angaben zur spezifischen Winterproduktion vor, weshalb bis auf weiteres der gesetzliche Mindestanteil von 37.5% Winteranteil bei den Alpenen Anlagen zugrunde gelegt wird.

Verbrauch Speicherpumpen

- Der zukünftige Verbrauch der Speicherpumpen wird als Mittelwert der historischen Werte der letzten 5 Winter, gleich für das negative und positive Szenario, berücksichtigt.
- Der Verbrauch der Speicherpumpen wird mit dem Mittelwert der letzten 5 Winter für die Zukunft angenommen. Bei einer Mittelung über 10 Jahre würden die Pumpverluste aufgrund der IBS von NdD im Jahr 2022 unterschätzt.
- Der Verbrauch der Speicherpumpen wird gem. Definition der Elektrizitätsstatistik Schweiz zur Berechnung der Nettoerzeugung auf der Produktionsseite berücksichtigt²⁵ (und nicht auf der Verbrauchsseite).
- Quelle Daten Speicherpumpen Schweizerische Elektrizitätsbilanz²⁵.

Zuwachs Pumpverluste

- Es wird angenommen, dass der Zuwachs der Pumpverluste im neu betrachteten Treiber «Verbrauch der Speicherpumpen» enthalten ist.

Landesverbrauch

- Der Landesverbrauch setzt sich zusammen aus dem konv. Verbrauch (inkl. Effizienzen, RZ, Wegfall El. Heizungen), dem Verbrauch aus Elektromobilität und Wärmepumpen sowie den Verlusten zusammen²⁵.

²² Vgl. «[Studie Winterstrom Schweiz](#)» Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?», Energie Schweiz Januar 2021, Schlussbericht V3, Kap. 1 Mgnt. Summary «Szenario 1, Zubau wie bisher (ZWB): Beim heutigen PV-Anlagenpark entfallen 73% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr, und 27% auf das Winterhalbjahr.»

²³ Vgl. [Statistics - Alpine PV competence](#) «Electrical Properties – Specific annual yield 1437 kWh/kW», abgerufen Feb. 2025

²⁴ Vgl. Eng, Art 71a, Abs. 2 Buchstabe b (unter [AS 2022 543 - Energiegesetz \(EnG\) \(Dringliche Ma... | Fedlex\)](#))

²⁵ Vgl. [Schweizerische Elektrizitätsbilanz - Monatswerte](#): «Nettoimporte = Nettoerzeugung - Landesverbrauch», «Nettoerzeugung = Landeserzeugung – Verbrauch Speicherpumpen», «Landeserzeugung = Hydro + Kern + Therm. Konv. & EE» und «Landesverbrauch = Konv. Verbrauch + EMob + WP + Ptx + CCS + Verluste»

- Anmerkung: gemäss der Konvention der Elektrizitätsstatistik Schweiz wird der Verbrauch der Speicherpumpen produktionsseitig – also nicht beim Landesverbrauch - abgezogen, um die Nettoerzeugung zu berechnen.

Konventioneller Verbrauch

- Der konventionelle Verbrauch ergibt sich aus dem Endverbrauch abzüglich Verbrauch Wärmepumpen, Elektromobilität (vgl. Kap. 5.1 Szenariorahmen Stromnetzplanung) sowie «Power to X» (PtX) und «Carbon capture and storage» (CCS²⁵).
- Dabei wird angenommen, dass PtX und CCS in der Vergangenheit Null waren und auf diesem Wert bis 2035 verbleiben.
- Der konv. Verbrauch beinhaltet neben dem bisherigen Verbrauch für Rechenzentren auch die Effizienzeinsparungen durch den Wegfall von Elektroheizungen und Boilern (vgl. Szenariorahmen Stromnetzplanung, Kap. 5.1) in der Vergangenheit.
- Für den zukünftigen konventionellen Verbrauch wird angenommen, dass dieser auf dem Mittelwert der Winter 14/15 bis 23/24 basiert. Dieser Wert beträgt 29'495 GWh/Winter. Hinzu kommen, im Vergleich zum Jahr 2023 als Absprungpunkt für den bisherigen Zustand, die allfälligen zusätzlichen Effizienzeinsparungen, der Verbrauch Rechenzentren und der Minderverbrauch der Elektroheizungen als Differenzbetrachtung.
- Quelle: Endverbrauch [Elektrizitätsstatistik 2023](#), BFE 2024, Tab. 6a
- Quelle: Verbrauch WP und Emob in [Elektrizitätsstatistik 2023](#), BFE 2024, Tab. A-4 bzw. Tab. 21

Effizienz

- Die bisherigen Effizienzen sind gem. Szenariorahmen Stromnetzplanung, Kap. 5.1, im Konventionellen verbrauch enthalten. Daher werden nur ggü. 2023 zusätzliche zukünftige Effizienzen berücksichtigt. Für das negative Szenario wird angenommen, dass keine zusätzlichen Effizienzen den Verbrauch senken. Für das positive Szenario werden zusätzliche Effizienzen von 250 GWh/Winter gem. Botschaft Mantelerlass verwendet.
- Die möglichen zusätzlichen Effizienzgewinne, die in der Botschaft zum Mantelerlass angegeben werden, verbleiben, sobald sie durch Massnahmen erreicht wurden, auf der Höhe von 500 GWh pro Jahr in der Zukunft (und erhöhen sich somit nicht jährlich um zusätzliche 500 GWh). Diese dürften vornehmlich im Bereich der Beleuchtung und industriellen Prozessen anfallen.
- Es wurde angenommen, dass die Effizienzgewinne zu 50% im Winterhalbjahr und daher mit 250 GWh/Winter anfallen.

Rechenzentren

- Der Verbrauch für Rechenzentren wird basierend auf der Studie «Rechenzentren in der Schweiz – Stromverbrauch und Effizienzpotenzial», Energie Schweiz April 2021, modelliert.
- Für den Verbrauch wird ein lineares Wachstum zugrunde gelegt, basierend auf «Energy Consumption in Data Centres and Broadband Communication Networks in the EU», Fig. 1, JRC Februar 2024, unter [JRC Publications Repository - Energy Consumption in Data Centres and Broadband Communication Networks in the EU \(europa.eu\)](#)
- Für das negative Szenario wird das tiefe Wachstum der Studie Energie Schweiz 2021 (2019: 1.85 TWh, 2024: 2.7 TWh) linear weitergeführt.
- Für das positive Szenario wird das tiefe Wachstum der Studie Energie Schweiz 2021 (2019: 2.37 TWh, 2024: 3.5 TWh) linear weitergeführt.
- Der Anteil im Winter wird mit 50% vom Jahresverbrauch angenommen.

Wegfall Elektroheizungen

- Unter Elektroheizungen werden die elektrischen Widerstandsheizungen für Raumwärme und die Warmwasseraufbereitung mit Ohmschen Anlagen summiert²⁶. Ausgehend vom Ausgangswert wird der Verlauf modelliert.
- Der Ausgangswert für 2023 ergibt sich aus dem Elektrizitätsverbrauch für die Heizung, witterungsbereinigt, und dem Endenergieverbrauch Warmwasser, witterungsbereinigt.
- Quelle Ausgangswert für Elektrizitätsverbrauch für die Heizung, witterungsbereinigt und Endenergieverbrauch Warmwasser: «[Elektrizitätsverbrauch der Ohm'schen Widerstandsheizungen in den privaten Haushalten - Daten bis 2023](#)», BFE Oktober 2024, unter [Statistik Elektrizitätsverbrauch Widerstandsheizungen bei den Haushalten](#).
- Der Anteil Winterenergie wurde für die Warmwasseraufbereitung mit 55%, der Anteil für Raumwärme mit 90% angenommen.
- Für das negative Szenario wird die zukünftige Entwicklung verwendet, die sich aus den Annahmen VSE «Elektroheizungen» zur [Energiezukunft 2050](#) (VSE Dezember 2022, Abb. 70) ergibt (langsamerer Wegfall). Dabei wird linear interpoliert.
- Für das positive Szenario wird die zukünftige Entwicklung verwendet, die in den Annahmen der EP2050+ «[EP2050+ Szenarienergebnisse Details Nachfragesektoren](#)» ergibt (-> «[EP2050+_Detailergebnisse 2020-2060_Private Haushalte_alle Szenarien_2022-05-17.xlsx](#)»-> «Tabelle 03-01: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Gebäudebestand bezogen auf die EBF im Szenario ZERO Basis» -> PHH insgesamt -> Strom) dokumentiert ist (schnellerer Wegfall).

Elektro-Mobilität

- Unter Elektro-Mobilität (EMob) werden die Fahrzeuge Personenwagen, leichte und schwere Nutzfahrzeuge, Busse und (z.T.) Motorräder summiert.
- Quelle zukünftiger Verbrauch: EBP Studie «[Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2050 – Outlook 2024](#)», EBP September 2024, Ladestrombedarf Werte aus Abb. 10. Für das negative Szenario wird EBP Szenario ZERO-E verwendet. Für das positive Szenario wird EBP Szenario BAU verwendet.
- Der Winteranteil beträgt rund 59% vom Jahresverbrauch und wird durch Mittelwertbildung der letzten 5 Jahre bestimmt, da die Verbrauchsentwicklung der EMob rasant ist und somit nur die letzten Jahre zur Schätzung der aktuellen Situation herangezogen werden.
- Quelle Winteranteil: GWh/a und GWh/Winter in [Elektrizitätsstatistik 2023](#), BFE 2024, Tab. 21.

Wärmepumpen (WP)

- Quelle zukünftiger Stromverbrauch: Gemäss dem «[Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung](#)», BFE November 2022. Für das negative Szenario wird «Szenario 2» verwendet. Für das positive Szenario wird «Szenario 3» verwendet.
- Für den Winteranteil vom Stromverbrauch der WP wird 78% unterstellt.
- Quelle Winteranteil: Angaben Bericht Fachverband Wärmepumpen Schweiz (FWS), FWS August 2024, Kap. 5.1 «Gemäss den Feldmessungen vom Bundesamt für Energie BFE, machen die Monate Oktober bis März den grössten Anteil der elektrischen Energie einer Wärmepumpe über das Jahr betrachtet aus. Es sind bei Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpe für diese 6 Monate ca. 78% vom jährlichen elektrischen Energiebedarf». Der Bericht des FWS liegt der EICom vor (vertraulich).

Verluste

- «Die Verluste verstehen sich vom Kraftwerk bis zum Abnehmer», es sind also die Übertragungsverluste im Netz.
- Es wurde ein Mittelwert über die letzten 10 Jahre bzw. Winter gebildet.
- Quelle: «GESAMTE ERZEUGUNG UND ABGABE ELEKTRISCHER ENERGIE IN DER SCHWEIZ», BFE 2025, [Link](#)

²⁶ Vgl. Tabellen 12 & 14 in «Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000–2021», BFE, November 2022 unter https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck_exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGliYX/Rpb24vZG93bmxvYWwQvMTExOTg=.html