



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission EiCom

Fachsekretariat

System Adequacy 2028, 2030 und 2035

Zusammenfassung

Bern, 8. Mai 2025

1 Ausgangslage

Ende 2021 hat die ElCom dem Bundesrat das Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerke¹ vorgelegt. Hintergrund waren die zunehmenden Importrisiken aufgrund der Unsicherheiten im kontinentaleuropäischen Verbundbetrieb sowie die abnehmende Exportfähigkeit der Nachbarstaaten. Im Zuge der Versorgungskrise 2022/23 wurden die zugrunde gelegten Versorgungssicherheitsanalysen aktualisiert. Aufgrund der Erfahrungen aus der Krise wurden in der sog. System Adequacy Rechnung neu auch Stressszenarien mit einer europaweiten Gasmangellage sowie einer stark reduzierten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke mitberücksichtigt. 2023 empfahl die ElCom, für den Zeitraum ab 2025 eine Reserve im Umfang von mindestens 400 MW (dauerleistungsfähiger) Produktion bereitzustellen, für den Zeitraum 2030 bis 2035 eine Reserve im Umfang von 700 bis 1400 MW. Während die Kurzfristempfehlung vor allem auf Basis der System Adequacy Analyse basierte, wurde jene für die lange Frist primär aus der sog. Winterproduktionsfähigkeit abgeleitet. Um auf die weiteren Entwicklungen reagieren zu können, empfahl die ElCom 2023 die Etablierung der Reserven etappiert anzugehen und die Entwicklungen laufend zu reevaluieren.

Aufgrund der zwischenzeitlichen Entwicklungen – u.a. mit dem angepassten Gesetzesrahmen (Mantelerlass) – sowie im Hinblick auf die anstehenden Entscheidungen für die weitere Handhabung der Reserven wurden die Grundlagen aufdatiert. Um auch in der längerfristigen Betrachtung Hinweise auf den Einfluss des europäischen Kontextes sowie die Auswirkungen besonderer Stresssituationen zu erhalten, wurde die System Adequacy Analyse neu auch für die längere Frist erstellt, konkret für die Zieljahre 2028, 2030 und 2035. Der vorliegende Kurzbericht fasst die Resultate dieser Analyse zusammen, die Publikation eines ausführlichen Berichts folgt zeitversetzt.

2 Methodik, Annahmen und Szenarien

Für die Erstellung der aktualisierten System Adequacy Studie beauftragte die ElCom wiederum Swissgrid. Die Analyse basiert dabei auf einem Modell, welches auch der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) in seinem Monitoring der Versorgungssicherheit (European Ressource Adequacy Assessment, ERAA) zugrunde legt. Für die vorliegende Studie wird die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromaustausches mit 36 verschiedenen Wetterszenarien berechnet². Die Daten für die drei Zieljahre stammen dabei von den nationalen Übertragungsnetzbetreibern. Die hohe Auflösung (stündliche Werte über das Kalenderjahr) hat dabei den Vorteil, dass damit die Aussagen einer Leistungsbetrachtung mit denen einer Energiebilanz kombiniert werden. Umgekehrt ist dabei darauf hinzuweisen, dass die hohe Auflösung der Berechnung bzw. der Resultate eine Genauigkeit suggerieren, welche aufgrund der modelltechnischen Vereinfachungen (insbesondere die Modellierung der Wasserkraft) und der hohen Sensitivität der Ergebnisse auf die getroffenen Annahmen entsprechend zu relativieren ist. Besonders wichtig im schweizerischen Kontext ist ausserdem, dass die im Vergleich zum inländischen Verbrauch bzw. zur inländischen Produktion überdurchschnittlichen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten (Grenzkapazitäten) dazu führen, dass die (unsicheren) Annahmen über die Entwicklungen im Ausland im Modell einen sehr grossen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben.

Die Annahmen für die Produktion und den Verbrauch in der Schweiz hat die ElCom aufgrund öffentlicher Quellen gegenüber der ERAA von ENTSO-E aktualisiert und verschiedene Szenarien definiert. Für die Laufzeiten der CH-KKW wurden die neusten Plandaten unterstellt: KKB I/II: 2032/33, KKG und KKL über 2035 hinaus. Beim Zubau an PV wurde – ausgehend von 8'175 MW im Jahr 2024 – von einem jährlichen Zubau von 1'500 MW ausgegangen – dies entspricht etwa dem mittleren Zubau aus den Jahren 2022, 2023 und 2024. Dies führt zu einer installierten Produktion von ca. 25 GW per 2035. Davon sind rund 600 MW alpiner PV-Zubau. Für die Windproduktion wurden Projekte berücksichtigt, für die bereits ein positiver (Bundes-) Gerichtsentscheid vorliegt. Daraus resultieren mindestens 252 MW ab 2028. Die

¹ Vgl. Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk, ElCom, November 2021 unter <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf.download.pdf/Konzept%20Spitzenlast-Gaskraftwerk.pdf>

² Die Ergebnisse sind gemäss der Analyse kompatibel mit dem flussbasierten, probabilistischen Modell gem. ERAA

Produktion aus Wasserkraft wurde ebenfalls aktualisiert, wobei die Produktionserwartung bis 2035 in etwa konstant bleibt.

Die Annahmen zum konventionellen Verbrauch basieren grundsätzlich auf dem Mittelwert der letzten 10 Jahre, der bis 2035 fortgeschrieben wurde. Aufgrund des potenziell höheren Wachstums bei der Elektromobilität (Anstieg von heute ca. 2 TWh auf ca. 11 TWh per 2035), den Wärmepumpen (Zunahme von heute 5 TWh auf ca. 9 TWh per 2035) und den Rechenzentren (von heute ca. 3.5 auf ca. 6 TWh per 2035) wurden die Annahmen zu diesen Treibern aufgrund der neuen Datenlage gegenüber den Daten von ENTSO-E angepasst und der Verbrauch entsprechend erhöht. Der prognostizierte Wegfall der Elektroheizungen und -boiler wurde dabei mitberücksichtigt. Der Verbrauch wurde analog wie bei ERAA, bzw. im ENTSO-E Demand Forecast Tool, stündlich modelliert. Es resultiert ein Landesverbrauch von 73 TWh per 2028, 75 TWh per 2030 und 82 TWh per 2035.

Die so gestalteten Annahmen für die Produktions- und Verbrauchsentwicklungen im Inland entsprechen jenen, die auch in der parallel erstellten Winterproduktionsfähigkeit der EICOM im negativen Szenario mit tieferem Erneuerbaren-Ausbau und höheren Stromverbrauch unterstellt wurden. Für die System Adequacy Analyse sind daneben die Annahmen hinsichtlich der verfügbaren, grenzüberschreitenden Transportkapazität (NTC) von besonderer Bedeutung. Verwendet wurden hierzu die aktuellen Schätzungen von Swissgrid. Dabei unterscheiden sich die angenommenen NTC je nach Qualität bzw. Ausgestaltung der Kooperation mit den umliegenden Übertragungsnetzbetreibern bzw. Nachbarländern: bei guter Kooperation und ergänzender Realisierung von Netzverstärkungen werden Importkapazitäten von durchschnittlich mehr als 8 GW unterstellt (aktuell sind es rund 6.5 GW). Deutlich tiefer fallen die NTC unter der Annahme einer fehlenden bzw. schlechten Kooperation mit Europa bzw. den Nachbarländern aus. Dabei werden zwei Szenarien differenziert: Bei einer Integration von Italien in das System des Market Coupling und einer eingeschränkten Kooperation³ mit der Schweiz wird mit 2.8 GW gerechnet. Im schlechtesten Fall könnte diese Kapazität, wie im Rahmen der Frontier Studie 2020 hergeleitet, noch um rund 1 GW tiefer ausfallen.

In den Simulationen wird für die Zieljahre 2028, 2030 und 2035 das Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten, Verbrauch sowie von Stromimporten und -exporten untersucht. In den Basiszenarien wird ein «Normalzustand» mit üblicher Kraftwerksverfügbarkeit und unterschiedlichen Wettersituationen simuliert. Im Rahmen von 13 ergänzenden Stressszenarien wird zusätzliche Anspannung durch reduzierte Gas- und Kernkraftwerksverfügbarkeit modelliert. Dabei wurden die Stressfaktoren im Inland (Ausfall KKB I und KKL) sowie im Ausland (um 50% reduzierte Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie 15% weniger Erzeugung aus Gaskraftwerken) mit unterschiedlich verfügbaren Grenzkapazitäten kombiniert.

3 Resultate und Interpretation

Die Modellsimulationen mit den 36 Wetterszenarien zeigen, ob unter den getroffenen Annahmen und dem unterstellten (Stress-) Szenario jederzeit ausreichend Energie im System vorhanden ist, um die Stromnachfrage zu decken. Die folgende Tabelle 1 fasst die numerischen Resultate für die verschiedenen Szenarien zusammen und illustriert die dabei resultierenden fehlenden Energiemengen (Energy Not Supplied, ENS) in der Verteilung. So deckt etwa der P-95-Fall 95% der ermittelten Simulationswerte ab (er klammert daher 5% der Extremwerte aus).

³ Bei einer Kooperation «Merger ohne Schweiz» wird davon ausgegangen, dass bei der Festlegung der Grenzkapazitäten zwar die Netzsicherheit der Schweiz abgedeckt wird, dabei die Optimierung der Kapazitäten der Nachbarstaaten aber im Vordergrund steht, wodurch die CH-Kapazitäten substanzell eingeschränkt werden.

			ENS: Summe im Betrachtungszeitraum			
		Wesentliche Annahmen	Median	Mittelwert	P95	max
			GWh	GWh	GWh	GWh
2028	BC 2028		0	0.8	6	6
	S3 2028	Gas, FR KKW, Leibstadt, Frontier	3'113	3'123	4'487	4'968
	S4 2028	Gas, FR KKW, Leibstadt, MOCH	1'957	1'955	2'894	3'675
2030	BC 2030		0.3	7	37	70
	S1 2030	Gas, FR KKW, Leibstadt, Beznau1	479	579	1'576	1'746
	S2 2030	Frontier, Leibstadt, Beznau 1	3'454	3'416	4'773	5'132
	S3 2030	Gas, FR KKW, Frontier, Leibstadt, Beznau 1	3'602	3'727	5'709	5'731
	S4 2030	wie S3, aber MOCH	2'326	2'291	3'507	4'044
	S5 2030	Leibstadt, Beznau1, MOCH	1'410	1'408	2'386	2'479
	S6 2030	Leibstadt, Beznau1, A2+	6	18	82	95
2035	BC 2035	Ohne Beznau 1 & 2	13	39	151	292
	S1 2035	Gas, FR KKW, Leibstadt	630	761	1'893	2'218
	S3 2035	Gas, FR KKW, Frontier, Leibstadt	7'744	7'260	9'415	9'501
	S4 2035	wie S3, aber MOCH	4'633	4'474	6'484	6'487
	S5 2035	Leibstadt (ohne B1&2), MOCH	3'677	3'335	4'758	4'974
	S6 2035	Leibstadt (ohne B1&2), A2+	23	64	244	372

Tabelle 1: Fehlende Energiemengen (Energy Not Supplied, ENS) für die verschiedenen Szenarien (Quelle: Swissgrid)

Erläuterungen zu den in der Tabelle 1 dargestellten Szenarien und Ergebnissen:

BC = Basis Szenario; S1 = leichter Stress Inland und hohem Stress Ausland ohne Netzengpässe; S2 = hoher Stress Inland mit extrem tiefen Transportkapazitäten; S3 = Hoher Stress In- und Ausland mit hohen Netzrestriktionen; S4 = Hoher Stress In- und Ausland mit wahrscheinlichen Netzrestriktionen; S5 = Hoher Stress Inland mit wahrscheinlichen Netzrestriktionen; S6 = Hoher Stress Inland ohne Netzengpässe.

Median = Der Median der Ergebnisse ist der ENS-Wert, der „in der Mitte“ steht, wenn man die verschiedenen Ergebnisse der Größe nach sortiert; Mittelwert = Der Mittelwert ist das arithmetische Mittel, also die Summe der betrachteten Ergebnisse geteilt durch die Anzahl der Ergebnisse; P95 = Der P-95-Fall ist das Ergebnis, dass 95% der ermittelten Simulationswerte abdeckt; Max = Der Max-Fall ist das grösste beobachtete Ergebnis.

Die Analyse zeigt, dass bereits in den Basisszenarien (BC) geringe Mengen an fehlender Energie (ENS) resultieren können. Gründe hierfür dürften die unterstellten Veränderungen im europäischen Kraftwerkspark sowie aufgrund der höheren Nachfrage sein. Durch die Ausserbetriebnahme von konventionell thermischen Kraftwerken und dem gleichzeitigen Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt die Wetterabhängigkeit der Produktion zu. Vor allem in den Simulationen mit unterstellten ungünstigen Wetterbedingungen ist dann ENS nicht auszuschliessen, selbst ohne ergänzende Stressszenarien. Diese Resultate entsprechen auch den Schlussfolgerungen für die EU Länder im jüngst publizierten Bericht ERAA 2024⁴ von ENTSO-E.

Bei den Szenarien mit Stress «nur» im Inland (Szenarien S2, S5 und S6) wird die hohe Sensitivität auf die NTC-Annahmen gut sichtbar. Bei einem nicht unwahrscheinlichen Szenario S5 bei reduzierten NTC (also ca. 2'800 MW Import) resultieren für den Medianfall 2030 ENS im Umfang 1'410 GWh. Dass für das Szenario S5 für 2035 dann bereits deutlich höhere ENS resultieren – für den Medianfall sind es bereits über 3.6 TWh und für den P95-Fall schon über 4.7 TWh – ist mit der hohen Sensitivität der Produktion aus Beznau bei gleichzeitig eingeschränkten Importkapazitäten zu erklären. Daraus folgt, dass der Bedarf für Reserveleistung von 2030 bis 2035 bei potenziell limitiertem Import und aufgrund der inländischen Risiken tendenziell zunehmen wird.

Die Ergebnisse für die Szenarien S6 unterstreichen zusätzlich die hohe Sensitivität der grenzüberschreitenden Optimierung. Wenn anstelle der Kapazitäten gemäss S5 (also 2'800 MW) mit einer hohen Verfügbarkeit bzw. umfassenderen Optimierung der Grenzkapazität (unterstellt sind im S6-Fall Importkapazitäten von ca. 8'000 MW, entspricht einer Integration der Schweiz mittels Abkommen oder techn. Verträgen) gerechnet wird, ergeben sich Werte für die ENS in der Nähe der Basis-Szenarien. Konkret ergeben sich für 2030 für den Median-Fall noch 6 GWh und im P95-Fall 82 GWh. Für 2035 sind es dann zwar immerhin noch 23 GWh (Median) und 244 GWh im P95-Fall. Diese Werte sind aufgrund der Ausserbetriebnahme von Beznau deutlich höher, aber im Vergleich zu den Werten mit eingeschränkter Grenzkapazität gemäss S5 weiterhin auf deutlich tieferem Niveau.

Zum Szenario S6 ist anzumerken, dass ein inländisches Knappeitsszenario mit ausreichend Exportfähigkeit der Nachbarstaaten und gut koordinierter Transportkapazität versorgungstechnisch als relativ unkritisch eingestuft werden kann. Die Herausforderung bei diesem Szenario liegt vor allem darin, dass ausreichend Grenzkapazität verfügbar gemacht werden kann.

Die Szenarien S1, S3 und S4 kombinieren den Stress im Inland mit zusätzlichen Engpässen bei den Nachbarstaaten: dabei wird die Verfügbarkeit des französischen Kernkraftwerksparks wie 2022 auf noch rund 50% begrenzt und zugleich die Verfügbarkeit von Gas für die Stromproduktion um 15% reduziert.

Beim Szenario S1 wird von hoher Verfügbarkeit der Grenzkapazität im Umfang von ca. 8'000 MW ausgegangen. Auch hier ist aus den Resultaten ersichtlich, dass ausreichend Grenzkapazität wesentlich dazu beiträgt, den Umfang von ENS im Inland zu reduzieren, trotz angespannter Versorgungssituation auch im Ausland. Im Szenario S1 resultieren beim Median 479 GWh für 2030 und 630 GWh im Jahr 2035. Im P95-Fall sind es 1'576 GWh für 2030 und 1'893 GWh für 2035. Für dieses Szenario mit erheblichen Produktionsausfällen im Ausland wurde auch die Wirksamkeit einer thermischen Reserve in der Schweiz geprüft. Dabei wurde festgestellt, dass auch mit einer Reserveleistung von 2 GW und 10 Wochen (Vor-)Laufzeit die ENS lediglich etwa halbiert werden können. Dies ist aufgrund der Modellierung (Algorithmus versucht ENS gesamteuropäisch zu minimieren) und den Annahmen (grenzüberschreitende Kapazitäten sind auch bei ENS nicht limitiert) gut erklärbar. Die Aussagekraft der Simulationen ist daher in diesen Fällen beschränkt. Aus diesem Grund erscheint es nicht effizient und nicht sinnvoll, bei der Dimensionierung der Reserve auf die Resultate im Modell abzustellen, welche ein Szenario mit europaweiten Engpässen unterstellen.

⁴ Vgl. European Ressource Adequacy Assessment unter <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>

4 Fazit

Die Ergebnisse aus der Tabelle 1 zeigen, dass bereits in den Basiszenarien ENS in geringem Ausmass resultiert. Deutlich grösser fällt die ENS unter Berücksichtigung von Stresszenarien aus, wobei die Werte in 2035 gegenüber 2030 oder 2028 signifikant höher ausfallen – was auf eine über den Zeitverlauf zunehmende Anspannung hindeutet, was im Inland nicht zuletzt auf die Ausserbetriebnahme des KKW Beznau in 2033 zurückzuführen ist. Die ermittelte ENS kann durch den Einsatz von Reserven reduziert werden. Entsprechend lassen die Resultate der Adequacy Rückschlüsse auf die nötigen Reserven zu, die zur Vermeidung oder Reduktion der ENS nötig wären. Dennoch lässt sich aus der Analyse keine konkrete Reservedimensionierung ableiten. Dies einerseits aufgrund der Grenzen und Unschärfen bei der Modellierung (Modellierung der Speicherbewirtschaftung, beschränkte Berücksichtigung von Interventionen/Reaktionen im Ausland und beschränkte Effektivität der Reserven v.a. bei Stress im Ausland) und anderseits aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich der Berücksichtigung von Importmöglichkeiten (Annahmen bez. NTC sowie den Exportmöglichkeiten der Nachbarländer).

Die folgende Tabelle 2 illustriert die gemäss Adequacy Analyse resultierende ENS im P95-Fall. Vereinfachend wird darauf basierend eine mindestens nötige Reserveleistung dargestellt, die mit einer (Vor-)Laufzeit von 10 Wochen nötig wäre, um diese ENS-Menge zu kompensieren. Durch einen 10-wöchigen Einsatz der Anlagen könnte theoretisch Speicherenergie eingespart werden, die dann zu einem späteren, kritischeren Zeitpunkt eingesetzt würde, um das System zu stabilisieren. Tatsächlich aber wäre die effektiv nötigen Reserven tendenziell grösser. So könnten Reserven nicht jederzeit während den 10 Wochen Energie ausschliesslich aus Speicherkraft substituieren. Auch aus Gründen der Unschärfe des Modells dürfte es in einer Risikobetrachtung sinnvoll sein, die Reserven so zu dimensionieren, dass sie mindestens einen signifikanten Anteil der ENS eliminieren. In der folgenden Tabelle 2 wird vereinfachend auf das theoretische Minimum abgestellt, welches für die Produktion der dargestellten ENS nötig wäre.

	Fehlende Energie (in GWh) in P95		Nötige Reserven (in MW)*	
	2030	2035	2030	2035
Base Case <u>mit</u> Abkommen / A2+ (BC)	37	151	> 20	> 90
Stress Inland <u>mit</u> Abkommen / A2+ (S6)	82	244	> 45	> 145
Stress Inland <u>ohne</u> Abkommen / MOCH (S5)	2'386	4'758	> 1'400	> 2'800
Stress In- & Ausland <u>mit</u> Abkommen / A2+ (S1)	1'576	1'893	>> 900	>> 1'100
Stress In- & Ausland <u>ohne</u> Abkommen / MOCH (S4)	3'507	6'484	>> 2'100	>> 3'800

Tabelle 2: Resultierende ENS im P95-Fall und nötige Reserveleistung (Quelle ENS: Swissgrid)

Aufgrund der zunehmenden Ausserbetriebnahmen von thermischen Kraftwerken in Europa und der wachsenden Substitution durch erneuerbare Energien nimmt generell die Abhängigkeit von der Wettersituation zu. Als Folge dessen zeigt auch die Analyse, dass bereits im Basiszenario in gewissen Wetter- bzw. Klimasituationen daher vermehrt angespannte Versorgungssituationen im System entstehen können. Gemäss den Simulationen wird dadurch der Witterungseinfluss auf die Versorgungssicherheit bedeutender als der stochastische Effekt von (zufälligen) Kraftwerksausfällen.

Im Basiszenario sind die Effekte der Witterung sowie der stochastischen Kraftwerksausfälle auf die resultierende ENS vor allem 2028 und 2030 relativ gering, etwas grösser sind sie in 2035. Im Falle der Stresszenarien ist die ENS in sämtlichen Betrachtungsjahren bedeutend grösser. Die Resultate sind jedoch sehr heterogen, je nach unterstelltem Stresszenario (im In- und Ausland) sowie je nach angenommener Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Import. Dabei zeigt sich ein besonders starker Einfluss der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten. Wird alleine Stress

im Inland unterstellt, so ist in 2030 und in 2035 die ENS bedeutend geringer unter der Annahme von gut verfügbaren Grenzkapazitäten. Während dieser Einfluss generell nicht überraschend ist, so ist die Größenordnung doch sehr signifikant. Ähnliches gilt auch im Falle von Stress im In- und Ausland: Selbst wenn auch Knappheit im Ausland besteht, so reduzieren grössere Importkapazitäten die ENS in der Schweiz deutlich. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass trotz generell angespannter Situation in einem System mit viel Produktion aus erneuerbarer Energie immer wieder Phasen mit Produktionsüberschüssen bestehen. Die Schweiz mit ihrem sehr flexiblen Kraftwerkspark bzw. dem hohen Speicheranteil kann dann umgekehrt flexibel eigene Produktion durch Importe substituieren und Speicher für kritischere Situationen vorhalten.

Gleichzeitig zeigt die Analyse, dass gerade bei den Szenarien mit Stress im In- und Ausland und mangelnden Grenzkapazitäten die ENS derart gross wird, dass sie kaum noch mit Reserven im Inland adressiert werden könnte. Einerseits ist die ENS derart gross, dass es unrealistisch erscheint, Reserven in einer Größenordnung von mehreren Tausend MW vorzuhalten. Anderseits wäre im Modell auch die Effektivität der Schweizer Reserven in 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 Importkapazitäten.