



Adéquation du système électrique en 2028, 2030 et 2035

Résumé

Berne, le 8 mai 2025

1 Contexte général

Fin 2021, l'ElCom a présenté au Conseil fédéral le concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe¹. En toile de fond, les risques croissants liés aux importations, en raison des incertitudes qui pèsent sur l'exploitation en interconnexion dans le contexte de l'Europe continentale, ainsi que la diminution de la capacité d'exportation des pays voisins. Les analyses de la sécurité de l'approvisionnement servant de base ont été actualisées en tenant compte de la crise de l'approvisionnement survenue en 2022/2023. Au terme de cette crise, de nouveaux scénarios de stress – à savoir celui d'une pénurie de gaz à l'échelle européenne et celui d'une disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires françaises – ont été intégrés au calcul de l'adéquation du système électrique. En 2023, l'ElCom a recommandé de mettre à disposition une réserve capable de fournir de l'énergie additive avec une puissance continue minimale de 400 MW à partir de 2025, et une réserve de 700 à 1400 MW pour la période comprise entre 2030 et 2035. Tandis que la recommandation à court terme se base essentiellement sur l'analyse de l'adéquation du système électrique, la recommandation à long terme se fonde avant tout sur la capacité de production hivernale. Pour être en mesure de réagir aux évolutions futures, l'ElCom a également recommandé en 2023 de constituer des réserves par étapes et d'évaluer en continu les changements de donne.

Les bases ont été mises à jour pour tenir compte des développements survenus entre-temps – notamment l'adaptation du cadre légal (acte modificateur unique) – et se préparer aux décisions à venir concernant la gestion future des réserves. Afin d'obtenir, même dans une perspective à plus long terme, des informations sur l'influence du contexte européen et les effets de situations de stress particulières, l'analyse de l'adéquation du système électrique a été réalisée à des horizons temporels différents, à savoir 2028, 2030 et 2035. Le présent rapport succinct résume les résultats de cette analyse ; un rapport circonstancié sera publié ultérieurement.

2 Méthode, hypothèses et scénarios

L'ElCom a confié à Swissgrid le soin d'élaborer la nouvelle étude sur l'adéquation du système électrique. L'analyse se base sur un modèle également utilisé par l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) pour assurer le monitoring de la sécurité de l'approvisionnement (European Resource Adequacy Assessment, ERAA). Les calculs relatifs à la sécurité de l'approvisionnement tiennent compte des échanges transfrontaliers d'électricité et de 36 scénarios météorologiques différents². Quel que soit l'horizon temporel considéré, les données utilisées pour réaliser ces calculs ont été fournies par les gestionnaires de réseau de transport suisses. L'avantage de la résolution élevée (valeurs heure par heure sur toute l'année civile) est qu'elle permet de combiner les informations d'une analyse de prestations à celles d'un bilan énergétique. À l'inverse, il faut signaler que la haute résolution des calculs ou des résultats suggère une précision qu'il convient de relativiser en raison des simplifications techniques apportées au modèle (p. ex. modélisation de la force hydraulique) et de la forte sensibilité des résultats aux hypothèses retenues. Par ailleurs, dans le contexte suisse, il est essentiel de remarquer que les capacités de transport transfrontalières supérieures à la moyenne par rapport à la consommation / la production suisse ont pour corollaire que les hypothèses (incertaines) du modèle concernant les développements à l'étranger ont une très forte influence sur la sécurité de l'approvisionnement.

L'ElCom a mis à jour les hypothèses de production et de consommation en Suisse par rapport à l'ERAA de l'ENTSO-E en se fondant sur des sources officielles, et a défini plusieurs scénarios. Les données de planification les plus récentes ont été prises en compte concernant la durée d'exploitation des centrales nucléaires suisses. CNB 1 et 2 : 2032/2033, CNG et CNL au-delà de 2035. Concernant l'énergie photovoltaïque, l'hypothèse retenue se base sur une production de 8175 MW en 2024 et prévoit une augmentation annuelle de 1500 MW, ce qui correspond globalement à l'augmentation moyenne enregistrée en 2022, 2023 et 2024. En 2035, il en résulte une capacité installée d'environ

¹ Cf. Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe, ElCom, novembre 2021 : <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2022/conceptrelatifadescentralesagaz.pdf.download.pdf/Concept%20relatif%20C3%A0%20des%20centrales%20C3%A0%20gaz.pdf>

² Selon l'analyse, les résultats sont compatibles avec le modèle probabiliste de l'ERAA, basé sur les flux.

25 GW, grâce notamment au développement des installations photovoltaïques alpines (+600 MW). Concernant l'énergie éolienne, les hypothèses tiennent compte de projets ayant déjà fait l'objet d'une décision de justice positive (Tribunal fédéral). Il en résultera au moins 252 MW à partir de 2028. La production hydraulique a également été actualisée, les prévisions à l'horizon 2035 affichant toutefois une relative constance.

Les hypothèses relatives à la consommation conventionnelle se basent en principe sur la moyenne des dix dernières années, qui a été reprise pour la période jusqu'à 2035. Eu égard à la croissance potentiellement accrue dans les domaines de l'électromobilité (passage d'environ 2 TWh actuellement à environ 11 TWh en 2035), des pompes à chaleur (passage de 5 TWh actuellement à environ 9 TWh en 2035) et des centres de calcul (passage d'environ 3,5 TWh actuellement à environ 6 TWh en 2035), les hypothèses relatives à ces facteurs ont été adaptées par rapport aux données de l'ENTSO-E et les prévisions de consommation ont été revues à la hausse. L'abandon prévu des chauffages et chauffe-eau électriques a été pris en compte dans les calculs. La consommation a été modélisée heure par heure, comme dans le modèle de l'ERAA ou dans l'outil de prévision de la demande (Demand Forecast) de l'ENTSO-E. À l'échelle de la Suisse, il en résulte une consommation de 73 TWh en 2028, de 75 TWh en 2030 et de 82 TWh en 2035.

Ces hypothèses concernant l'évolution de la production et de la consommation en Suisse coïncident avec celles établies en parallèle par l'ElCom pour la capacité de production hivernale dans le scénario pessimiste avec un développement plus faible des énergies renouvelables et consommation électrique plus forte. Dans le cadre de l'analyse de l'adéquation du système électrique, les hypothèses relatives à la capacité de transport transfrontalière disponible (NTC) revêtent une importance particulière. Ces hypothèses reposent sur les estimations actuelles de Swissgrid. Les hypothèses relatives à la NTC divergent en fonction de la qualité / conception de la coopération avec les gestionnaires de réseau de transport alentours ou avec les pays voisins : si la coopération est bonne et que des renforcements de réseau sont réalisés en complément, les capacités d'importation sont estimées à plus de 8 GW en moyenne (contre environ 6,5 GW actuellement). Les hypothèses sont nettement moins favorables si la coopération avec les gestionnaires européens ou les pays voisins est mauvaise, voire inexistante. On distingue deux scénarios : en cas d'intégration de l'Italie dans le système de couplage du marché et de coopération limitée³ avec la Suisse, on table sur 2,8 GW. Dans le pire des cas, cette capacité pourrait encore être inférieure d'environ 1 GW, conformément aux résultats de l'étude Frontier 2020.

Les simulations aux horizons temporels 2028, 2030 et 2035 permettent d'étudier les interactions entre les capacités des centrales, la consommation, les importations et les exportations d'électricité. Les scénarios de base simulent une « situation normale » avec une disponibilité habituelle des centrales électriques et différentes conditions météorologiques. Treize scénarios de stress modélisent des tensions supplémentaires dues à une disponibilité réduite des centrales à gaz et des centrales nucléaires. Les facteurs de stress en Suisse (pannes CNB 1 et CNL) et à l'étranger (disponibilité réduite de 50% des centrales nucléaires françaises et production réduite de 15% des centrales à gaz) sont combinés à différentes capacités transfrontalières disponibles.

3 Résultats et interprétation

Les simulations des modèles axées sur 36 scénarios météorologiques différents indiquent si le système dispose à tout moment de suffisamment d'énergie – avec les hypothèses retenues et le scénario (de stress) choisi – pour couvrir la demande en électricité. Le tableau 1 ci-après présente les résultats numériques des différents scénarios et illustre la répartition des volumes d'énergie manquante (Energy Not Supplied, ENS) qui en résultent. Ainsi, le cas P95 couvre 95 % des valeurs de simulation déterminées (les 5 % résiduels correspondant à des valeurs extrêmes).

³ En cas de coopération de type « fusion sans la Suisse », on part du principe que la sécurité d'approvisionnement de la Suisse serait certes assurée lors de la définition des capacités transfrontalières, mais que l'optimisation des capacités des états voisins serait prioritaire, ce qui limiterait substantiellement les capacités de la Suisse.

			ENS : somme sur la période considérée			
		Hypothèses principales	Médiane	Moyenne	P95	Max
			GWh	GWh	GWh	GWh
2028	BC 2028		0	0,8	6	6
	S3 2028	Gaz, CN FR, Leibstadt, Frontier	3113	3123	4487	4968
	S4 2028	Gaz, CN FR, Leibstadt, fusion sans CH	1957	1955	2894	3675
2030	BC 2030		0,3	7	37	70
	S1 2030	Gaz, CN FR, Leibstadt, Beznau 1	479	579	1576	1746
	S2 2030	Frontier, Leibstadt, Beznau 1	3454	3416	4773	5132
	S3 2030	Gaz, CN FR, Frontier, Leibstadt, Beznau 1	3602	3727	5709	5731
	S4 2030	Comme S3, mais fusion sans CH	2326	2291	3507	4044
	S5 2030	Leibstadt, Beznau 1, fusion sans CH	1410	1408	2386	2479
	S6 2030	Leibstadt, Beznau 1, A2+	6	18	82	95
2035	BC 2035	Sans Beznau 1 et 2	13	39	151	292
	S1 2035	Gaz, CN FR, Leibstadt	630	761	1893	2218
	S3 2035	Gaz, CN FR, Frontier, Leibstadt	7744	7260	9415	9501
	S4 2035	Comme S3, mais fusion sans CH	4633	4474	6484	6487
	S5 2035	Leibstadt (sans B1 et 2), fusion sans CH	3677	3335	4758	4974
	S6 2035	Leibstadt (sans B1 et 2), A2+	23	64	244	372

Tableau 1 : énergie non fournie (ENS) selon les scénarios (source : Swissgrid)

Explications des scénarios et résultats présentés dans le tableau 1 :

BC (Base Case) = scénario de base ; S1 = léger stress en Suisse et fort stress à l'étranger sans congestions du réseau ; S2 = fort stress en Suisse avec capacités de transport extrêmement faibles ; S3 = fort stress en Suisse et à l'étranger sans restrictions de réseau ; S4 = fort stress en Suisse et à l'étranger avec restrictions de réseau probables ; S5 = fort stress en Suisse avec restrictions de réseau probables ; S6 = fort stress en Suisse sans congestions du réseau.

Médiane = valeur ENS du milieu dans le classement des résultats par taille ; moyenne = moyenne arithmétique, c'est-à-dire somme des résultats considérés divisée par nombre de résultats ; P95 = résultat couvrant 95% des valeurs de simulation déterminées ; max = plus grand résultat considéré.

L'analyse montre que de faibles volumes d'énergie manquante (ENS) sont possibles même dans les scénarios de base. Cela peut s'expliquer par les modifications probables du parc de centrales européen et la hausse de la demande. La mise hors service de centrales thermiques conventionnelles et l'augmentation parallèle des énergies renouvelables ont pour effet que la production est davantage dépendante des conditions météorologiques. Il n'est pas possible d'exclure l'ENS des simulations qui reposent sur des hypothèses météorologiques défavorables, même sans scénarios de stress complémentaires. Ces résultats coïncident avec les conclusions pour les pays de l'UE récemment publiées dans le rapport ERAA 2024⁴ de l'ENTSO-E.

Dans le cadre des scénarios de stress concernant « uniquement » la Suisse (scénarios S2, S5 et S6), la forte sensibilité aux hypothèses concernant la NTC est bien visible. Dans le cadre d'un scénario S5 pas invraisemblable avec NTC réduite (soit environ 2800 MW d'énergie importée), l'ENS atteint 1410 GWh pour le cas médian en 2030. Elle est nettement plus élevée dans le scénario S5 pour 2035 – déjà plus de 3,6 TWh pour le cas médian et plus de 4,7 TWh pour le cas P95, ce qui s'explique par la haute sensibilité de la production à Beznau en cas de restriction parallèle des capacités d'importation. Il en résulte que le besoin en puissance de réserve entre 2030 et 2035 en cas d'importations potentiellement limitées et en raison des risques spécifiques à la Suisse va avoir tendance à augmenter.

Les résultats du scénario S6 soulignent en outre la forte sensibilité de l'optimisation transfrontalière. Si, au lieu des capacités prévues dans le scénario S5 (soit 2800 MW), on se base sur une disponibilité élevée ou une vaste optimisation de la capacité transfrontalière (le scénario S6 suppose des capacités d'importation d'environ 8000 MW, ce qui correspond à une intégration de la Suisse par le biais d'accords ou de contrats techniques), on obtient pour l'ENS des valeurs proches de celles des scénarios de base. Concrètement, pour 2030, il en résulte encore 6 GWh pour le cas médian et 82 GWh pour le cas P95. Pour 2035, ces valeurs se chiffrent à 23 GWh pour le cas médian et 244 GWh pour le cas P95. Ces valeurs sont en hausse nette en raison de la mise hors service de la centrale de Beznau, mais elles restent sensiblement plus basses que les valeurs du scénario S5, dans lequel la capacité transfrontalière est réduite.

Le scénario S6, avec une capacité d'exportation suffisante des pays voisins et une capacité de transport bien coordonnée, peut être considéré comme relativement peu critique du point de vue de l'approvisionnement. Le défi pour ce scénario réside essentiellement dans la fourniture d'une capacité transfrontalière suffisante.

Les scénarios S1, S3 et S4 prévoient à la fois du stress en Suisse et des congestions dans les pays voisins : la disponibilité du parc nucléaire français est réduite de moitié comme en 2022 et celle du gaz pour la production électrique accuse une baisse de 15%.

Le scénario S1 repose sur la disponibilité élevée de la capacité transfrontalière, à savoir environ 8000 MW. Là encore, les résultats montrent qu'une capacité transfrontalière suffisante contribue nettement à réduire le volume d'ENS en Suisse, malgré une situation d'approvisionnement tendue, même à l'étranger. Dans le scénario S1, la valeur médiane est de 479 GWh à l'horizon 2030 et de 630 GWh à l'horizon 2035. Pour le cas P95, elle atteint 1576 GWh à l'horizon 2030 et 1893 GWh à l'horizon 2035. L'efficacité d'une réserve thermique en Suisse a également été examinée pour ce scénario reposant sur des pertes de production importantes à l'étranger. Force est toutefois de constater qu'une puissance de réserve de 2 GW avec une durée d'exploitation (préalable) de 10 semaines ne permet de réduire l'ENS que de moitié environ. Cela s'explique par la modélisation (l'algorithme essaie de minimiser l'ENS à l'échelle européenne) et les hypothèses (les capacités transfrontalières ne sont pas limitées, même en cas d'ENS). La pertinence des simulations est donc restreinte dans ces cas de figure. C'est pourquoi il ne semble ni efficace ni judicieux de se baser, pour le dimensionnement de la réserve, sur les résultats du modèle qui supposent un scénario avec des congestions à l'échelle européenne.

⁴ Cf. European Resource Adequacy Assessment sous <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>

4 Conclusion

Les résultats du tableau 1 montrent qu'une ENS de faible ampleur est déjà présente dans les scénarios de base. Le volume d'ENS est nettement plus important dans les scénarios de stress, même si les valeurs sont significativement plus élevées pour 2035 que pour 2030 ou 2028, ce qui souligne une tension accrue de la situation sur la période considérée, en raison notamment de la mise hors service de la centrale nucléaire de Beznau en 2033. Le niveau d'ENS calculé peut être abaissé via le recours à des réserves. En conséquence, les résultats de l'étude de l'adéquation du système électrique permettent de tirer des conclusions sur les réserves nécessaires pour éviter ou réduire l'ENS. Néanmoins, l'analyse ne permet pas de déduire un dimensionnement concret des réserves. Ceci, d'une part, en raison des limites et des imprécisions de la modélisation (modélisation de la gestion du stockage, prise en compte limitée des interventions / réactions à l'étranger et efficacité limitée des réserves, surtout en cas de stress à l'étranger) et, d'autre part, en raison des incertitudes élevées concernant la prise en compte des possibilités d'importation (hypothèses relatives à la NTC et aux possibilités d'exportation des pays voisins).

Le tableau 2 ci-après illustre l'ENS résultant du cas P95 selon l'analyse de l'adéquation. Pour simplifier, on se base sur ces valeurs pour représenter la puissance de réserve minimale nécessaire avec une durée d'exploitation (préalable) de 10 semaines pour compenser le volume d'ENS défini. L'utilisation des installations pendant 10 semaines pourrait théoriquement permettre d'économiser de l'énergie de stockage, énergie susceptible d'être utilisée ultérieurement à un moment plus critique afin de stabiliser le système. Mais, les réserves effectivement nécessaires auraient tendance à être plus grandes. Autrement, elles ne seraient pas suffisantes pour compenser à tout moment l'énergie manquante pendant les 10 semaines. En raison notamment de l'imprécision du modèle, il pourrait être judicieux dans une analyse des risques, de dimensionner les réserves de telle sorte qu'elles permettent d'éliminer au moins une partie significative de l'ENS. Le tableau 2 ci-après se base, pour simplifier, sur le minimum théorique qui serait nécessaire pour produire l'ENS représentée.

	Énergie manquante (en GWh) dans le cas P95		Réserves nécessaires (en MW)*	
	2030	2035	2030	2035
Scénario de base <u>avec</u> accord / A2+ (BC)	37	151	> 20	> 90
Stress Suisse <u>avec</u> accord / A2+ (S6)	82	244	> 45	> 145
Stress Suisse <u>sans</u> accord / fusion sans CH (S5)	2386	4758	> 1400	> 2800
Stress Suisse et étranger <u>avec</u> accord / A2+ (S1)	1576	1893	>> 900	>> 1100
Stress Suisse et étranger <u>sans</u> accord / fusion sans CH (S4)	3507	6484	>> 2100	>> 3800

Tableau 2 : résultats relatifs à l'ENS dans le cas P95 et puissance de réserve nécessaire (source ENS : Swissgrid)

La dépendance aux conditions météorologiques augmente en raison du nombre accru de mises hors service de centrales thermiques en Europe et de la substitution croissante par les énergies renouvelables. L'analyse souligne l'une des conséquences de cette évolution : des situations d'approvisionnement de plus en plus tendues peuvent apparaître même au niveau du scénario de base dans certaines situations climatiques et météorologiques. Comme le montrent les simulations, les conditions météorologiques ont désormais plus d'effet sur la sécurité de l'approvisionnement que les pannes (aléatoires) affectant les centrales.

Dans le scénario de base, les effets des conditions météorologiques et des pannes stochastiques des centrales sur l'ENS sont relativement faibles, surtout en 2028 et 2030, et un peu plus importants en 2035. Dans les scénarios de stress, le volume d'ENS est sensiblement plus important, quel que soit l'horizon temporel considéré. Les résultats sont toutefois très hétérogènes en fonction des scénarios de stress

(en Suisse et à l'étranger) et de l'hypothèse retenue concernant la disponibilité des capacités de réseau transfrontalières pour l'importation. On note l'influence particulièrement forte des capacités de transport transfrontalières. En cas de stress en Suisse uniquement, le volume d'ENS est nettement moins important aux horizons 2030 et 2035, en supposant un bon niveau de disponibilité des capacités transfrontalières. Dans l'ensemble, cette influence n'est guère surprenante, mais l'ordre de grandeur est très significatif. La situation est similaire en cas de stress en Suisse et à l'étranger : même en cas de pénurie à l'étranger, des capacités d'importation assez importantes réduisent nettement l'ENS en Suisse. Cela s'explique probablement par le fait que, malgré une situation généralement tendue, il existe toujours des phases d'excédents de production dans un système où la production d'énergie renouvelable est importante. La Suisse, qui dispose d'un parc de centrales très flexible et d'une part de stockage élevée, peut décider de remplacer sa propre production par des importations et constituer des réserves pour des situations plus critiques.

Parallèlement, l'analyse montre que c'est précisément dans les scénarios de stress en Suisse et à l'étranger et de manque de capacités transfrontalières que le volume d'ENS prend une telle ampleur qu'il ne peut plus guère être compensé par des réserves en Suisse. D'un côté, le volume d'ENS est si important qu'il semble irréaliste de prévoir des réserves de l'ordre de plusieurs milliers de MW. De l'autre, dans ce modèle, les réserves constituées en Suisse auraient une efficacité limitée en cas de pénurie à l'échelle européenne, étant donné qu'elles suffiraient à peine à compenser la pénurie régionale (transfrontalière) en électricité. L'utilisation de telles réserves essentiellement en cas de stress localisé en Suisse (disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires) et/ou de capacités d'importation réduites serait plus efficace ici.