



Capacité de production hivernale – mise à jour

Sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse d'ici 2035 ; estimations de l'ElCom

Berne, le 8 mai 2025

Résumé

Conformément à l'art. 22, al. 3, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'EICom doit surveiller la sécurité de l'approvisionnement à moyen et long terme. En cas de menace sérieuse de la sécurité de l'approvisionnement du pays à moyen ou long terme, l'EICom doit présenter au Conseil fédéral des propositions de mesures concrètes. Début 2020, dans le document de référence consacré aux conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée, l'EICom a souligné les risques liés à la dépendance croissante vis-à-vis des importations en hiver et a formulé des recommandations pour développer la production indigène supplémentaire.

En 2021, les résultats de l'étude Frontier ont montré que, en l'absence d'un accord sur l'électricité, les capacités d'importation pourraient être restreintes en raison d'ajustements dans la gestion des capacités transfrontalières européennes. La même année, après avoir formulé une recommandation en ce sens, l'EICom a élaboré un concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe, sur mandat du Conseil fédéral. Dans ce document, l'EICom recommandait de lancer un appel d'offres conforme aux règles de la concurrence pour des capacités de réserve allant jusqu'à 1000 mégawatts (MW). Pendant la crise de l'approvisionnement 2022/2023, la nécessité de prendre des mesures a été vérifiée à l'aide d'un calcul probabiliste pour déterminer l'adéquation du système électrique à l'horizon 2025. Pour les scénarios de stress, ces calculs tiennent désormais compte des risques inhérents à une pénurie de gaz à l'échelle européenne, combinée à une disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires françaises. En raison de la crise traversée et des hypothèses retenues, l'EICom en est arrivée à la conclusion qu'il serait pertinent de prévoir une réserve d'au moins 400 MW (à capacité de puissance permanente) à partir de 2025. Dans le document de référence « Production hivernale » mis à jour en 2023, elle estime également judicieux, du point de vue de l'approvisionnement et de l'économie, de prévoir des réserves de l'ordre de 700 à 1400 MW pour les années 2030 à 2035. La Confédération a conclu des contrats pour des capacités de réserve à Birr, Monthey et Cornaux ainsi que, de manière décentralisée, pour des groupes électrogènes avec une capacité globale d'environ 400 MW d'ici 2026.

Le rapport de 2023 sur la capacité de production hivernale a mis en évidence les multiples incertitudes concernant les prévisions jusqu'à 2030, voire 2035, et partant, la nécessité de procéder par étapes et de réévaluer en permanence les développements afin d'ajuster, au besoin, la constitution des réserves. Par ailleurs, des bases légales et contractuelles (état : avril 2025) restreignent la disponibilité des centrales de réserve à Birr, Monthey et Cornaux jusqu'à 2026. En raison de cette situation, de l'évolution et des adaptations nécessaires des hypothèses de calcul, il convient de mettre à jour l'analyse de la production hivernale et des réserves requises. Les principales bases de calcul des réserves nécessaires sont des hypothèses de développement de la production électrique et de la demande en électricité en Suisse jusqu'à 2030, voire 2035. Les diverses évolutions potentielles envisagées par l'EICom ne constituent pas des scénarios extrêmes, au sens des scénarios les plus optimistes ou les plus pessimistes. Il s'agit plutôt d'évolutions dans un cadre que l'on peut considérer comme réaliste. Les hypothèses de l'EICom se basent essentiellement sur des analyses d'institutions reconnues, des objectifs politiques ou légaux et des estimations du secteur. En raison de développements relatifs à la technique et au marché, mais aussi de la modification du cadre légal (surtout avec l'acte modificateur unique), il convient d'ajuster ponctuellement les hypothèses par rapport à l'analyse de 2022.

La principale évolution est la mise hors service prévue en 2032 ou 2033 des deux blocs réacteurs de la centrale nucléaire de Beznau. L'exploitant de la centrale n'ayant pas fourni de données concrètes, l'analyse de 2023 a encore pris en compte des scénarios dans lesquels la mise hors service a lieu en 2029 ou 2031 au terme d'une durée d'exploitation totale de 60 ans. Dans l'analyse actuelle, on part donc du principe que les deux installations seront encore en service en 2030, que le financement des investissements nécessaires jusqu'à cette date est assuré et qu'une mise hors service « anticipée » est improbable pour des raisons économiques. D'autres développements sont pris en compte par rapport aux derniers calculs effectués en 2023. L'acte modificateur unique a été accepté par le peuple par voie de référendum ; il fournit un cadre formel aux objectifs de développement des énergies renouvelables et aux instruments de promotion. Dans ce contexte, les prévisions relatives au développement du photovoltaïque en Suisse ont été revues à la hausse. D'une part, le nouveau cadre légal crée de

nouvelles incitations économiques pour le photovoltaïque ; d'autre part, l'expérience de ces dernières années montre qu'il est possible de développer fortement le photovoltaïque. Concrètement, le scénario prévoyant un développement minimal du photovoltaïque (basé sur l'évolution enregistrée jusqu'à présent) mise sur une capacité de 1500 MW par an (contre 950 MW dans l'analyse de 2022), ce qui correspond à la moyenne des années 2022, 2023 et 2024. Cet ajustement coïncide globalement avec les estimations du secteur et les prévisions actuelles de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Parallèlement, le développement attendu de l'éolien a été légèrement revu à la hausse. Ainsi, les projets qui ont fait l'objet, début 2024, d'un arrêt favorable du Tribunal fédéral, ont également été pris en compte dans le scénario de développement pessimiste (à savoir minimal). Concernant l'énergie hydraulique, les projets de la table ronde bénéficiant du soutien légal de l'acte modificateur unique ont pu servir de base aux hypothèses. Toutefois, il est peu probable que la majorité des projets soient réalisés d'ici 2035, horizon temporel de l'analyse. Concernant le calendrier de développement, l'ElCom a élaboré ses hypothèses en étroite concertation avec des représentantes et représentants du secteur. Un éventuel encouragement du couplage chaleur-force, actuellement au cœur des débats politiques, a aussi été pris en compte, malgré la subsistance d'incertitudes dans ce domaine.

Les hypothèses de consommation ont également été mises à jour sur la base de nouvelles connaissances ou prévisions. L'entreprise de conseil EBP¹, qui a rédigé à ce sujet des études de référence sur le développement de la Suisse, a ainsi fourni de nouveaux calculs pour la consommation d'électricité de l'électromobilité. À l'horizon 2035, EBP estime la consommation d'électricité de l'électromobilité à environ 11 TWh pour le scénario pessimiste (besoins en électricité pendant l'hiver) et à environ 6,5 TWh pour le scénario optimiste, revoyant légèrement à la baisse ses estimations de 2022. Concernant les besoins en électricité des pompes à chaleur, les calculs se basent sur le fort développement de la consommation (scénario 2 « Divergence ») du Scénario-cadre pour la planification du réseau électrique. La consommation croissante d'électricité par les centres de calcul en Suisse a en outre été prise en compte de manière encore plus explicite. Globalement, les adaptations de la consommation génèrent toutefois peu de changements par rapport à l'analyse de 2022. Dans le scénario prévoyant une forte croissance de la demande, la consommation hivernale se maintient à peu près au même niveau, tandis que, dans le scénario (moins critique) prévoyant une faible croissance de la demande, la consommation est un peu plus élevée.

D'un point de vue méthodologique, la présente analyse de la production hivernale se concentre sur l'évolution de la demande en électricité ainsi que sur la capacité de production en hiver en Suisse aux horizons temporels 2030 et 2035. En simplifiant quelque peu, des indicateurs de la résilience du système d'approvisionnement suisse sont présentés sur la base de ces évolutions, indépendamment des développements (entachés de certaines incertitudes) survenant à l'étranger. De manière générale, la résilience est supposée être plus élevée quand la dépendance aux importations est plus faible. À cette fin, deux indicateurs sont pris en compte dans l'analyse : d'un côté, on utilise le besoin net en importations au semestre d'hiver à titre de valeur indicative. De l'autre, on détermine le nombre de jours en fin d'hiver (mars) pendant lesquels la Suisse pourrait s'approvisionner de manière autonome en cas d'impossibilité temporaire d'importer résultant d'une situation d'approvisionnement tendue en Europe, par exemple en raison d'une production d'énergies renouvelables se maintenant à un niveau exceptionnellement faible à l'échelle européenne (« sécheresse énergétique »). C'est surtout ce second indicateur qui permet de tirer des conclusions sur la réserve éventuellement nécessaire pour maintenir une certaine résilience, d'autant plus que cette capacité ne serait utilisée qu'en cas d'importations limitées et de situation d'approvisionnement tendue.

Les hypothèses portant sur la future production indigène et l'évolution de la demande sont combinées pour déterminer la résilience du système : la combinaison de deux scénarios – l'un prévoyant un faible développement des énergies renouvelables, l'autre un fort développement de la demande – permet de déterminer une valeur de résilience de niveau inférieur ; inversement, la combinaison d'un développement accentué des énergies renouvelables à un faible développement de la demande donne lieu à une valeur de résilience de niveau supérieur. La fourchette des importations nettes calculées en hiver varie d'environ 2 à environ 8 térawattheures (TWh), selon la combinaison de scénarios de

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

demande et de développement en 2030. À l'horizon 2035, l'incertitude va continuer d'augmenter. Pour cette période, la fourchette des importations nettes est comprise entre 0 et 13 TWh. Ces valeurs supposent que l'exploitation des deux grandes centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt se poursuive après 2035.

En vue du dimensionnement de la réserve nécessaire, ces valeurs doivent être comparées à une valeur de résilience cible ou indicative. Ainsi, depuis 2025, le besoin maximal d'importation est formellement défini dans la loi sous la forme d'une valeur indicative de 5 TWh, correspondant à une capacité de production hivernale suffisante. Pour remplacer, en cas de besoin, les importations dépassant cette valeur indicative par de la production indigène, il faudrait disposer de réserves de 800 MW en 2030 et de 1900 MW en 2035. Des importations d'un volume de 5 TWh au semestre d'hiver correspondent à une puissance importée de 1140 MW. Toutefois, l'étude Frontier réalisée en 2021 sur la collaboration CH-UE dans le domaine de l'électricité montre que, même en cas d'hypothèses restrictives concernant la coopération (insuffisante), il est possible de tabler sur des capacités d'importation de l'ordre de 1700 MW. Sur cette base, une valeur indicative plus élevée de 7,5 TWh serait envisageable au semestre d'hiver en tenant uniquement compte de la perspective « réseau ». Avec cette valeur indicative, les réserves nécessaires à capacité de puissance permanente ne seraient plus que de 300 MW en 2030 et de 1300 MW en 2035. À condition de combiner l'hypothèse d'un fort développement des énergies renouvelables à celle d'une faible évolution de la demande (valeur de résilience de niveau supérieur), le recours à des réserves serait inutile avec l'une et l'autre valeur indicative.

Une image similaire illustre l'analyse du nombre de jours de capacité d'autonomie en mars. Actuellement, cette capacité est d'environ 26 jours – sur la base de la demande, de la production attendue et d'un niveau de remplissage statistique minimum des installations de stockage début mars. En se basant sur la valeur effective de l'époque, le Conseil fédéral a indiqué la valeur cible de 22 jours comme résilience minimale dans son message concernant l'acte modificateur unique. La présente analyse montre que, selon la combinaison des scénarios d'offre et de demande, cette valeur cible est dépassée ou nettement inférieure. Alors qu'aucune capacité des centrales électriques (de réserve) ne serait nécessaire dans le scénario optimiste de développement des énergies renouvelables (avec une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans), les besoins s'élèveraient à 200 MW en 2030 et 900 MW à partir de 2035 en cas de combinaison de scénarios avec une demande élevée et un développement défensif ou faible des énergies renouvelables.

Les deux analyses illustrent combien les prévisions sont incertaines. Selon l'évolution supposée de la demande et le développement des énergies renouvelables, des réserves à capacité de puissance permanente de 0 à 800 MW (ou 200/300 MW) d'ici 2030 et de 0 à 1900 MW (ou 900/1300 MW) d'ici 2035 seraient nécessaires pour atteindre les valeurs indicatives en matière de résilience. Toutefois, ces valeurs supposent que toutes les centrales nucléaires actuellement en exploitation continuent de fonctionner en 2030, et que les sites de Gösgen et Leibstadt soient maintenus au-delà de 2035. À ce jour, cette hypothèse semble certes réaliste, mais il n'est pas encore totalement certain qu'elle se concrétise, ce qui représente une sorte de risque lié à la concentration des capacités du fait de l'importance des installations. Par ailleurs, la disponibilité effective des installations vieillissantes pourrait diminuer avec le temps, même si elles restent en service. Pour définir les réserves nécessaires, il est judicieux de se baser principalement sur un scénario défavorable concernant l'évolution de l'offre et de la demande, en raison notamment des incertitudes supplémentaires concernant la disponibilité des centrales nucléaires.

Afin d'obtenir une perspective nouvelle sur la sécurité de l'approvisionnement, Swissgrid a été priée de calculer l'adéquation du système aux horizons temporels 2028, 2030 et 2035 pour les scénarios de stress mis à jour en tenant compte de la puissance, c'est-à-dire sur une base horaire. Contrairement à l'analyse de la production hivernale, l'analyse de l'adéquation du système modélise également le système d'approvisionnement en électricité à l'étranger et, partant, les possibilités d'importation et d'exportation de la Suisse dans divers scénarios et avec différents niveaux de disponibilité des capacités transfrontalières sur le réseau. L'analyse d'adéquation du système reprend généralement les hypothèses de développement de la production et de la demande formulées dans la présente analyse de la capacité de production hivernale ; toutefois, pour des raisons liées aux risques, elle se base

uniquement sur l'hypothèse d'une forte évolution de la demande combinée à un faible développement des énergies renouvelables. L'analyse intègre également des scénarios de stress prévoyant une disponibilité réduite des centrales nucléaires et des centrales au gaz sur la base des expériences faites pendant la crise énergétique, en 2022/2023. Sur les plans du fond et de la méthode, ces résultats viennent compléter la présente analyse, mais sont représentés dans un rapport séparé.

Ni l'analyse actualisée de la production hivernale ni l'analyse de l'adéquation du système ne montrent d'amélioration par rapport aux analyses de 2023, en ce qui concerne la situation de l'approvisionnement en 2035. L'EICom recommande toujours de prévoir des capacités de réserve, partant du principe qu'elles constituent une assurance contre les développements défavorables. En raison d'incertitudes particulièrement importantes concernant les développements à l'étranger, les capacités d'importation disponibles à l'avenir sur le réseau et les limites auxquelles se heurte la modélisation de l'analyse de l'adéquation du système, l'EICom continue de se fonder en premier lieu sur les résultats de l'analyse de la capacité de production hivernale pour dimensionner les réserves recommandées. L'EICom recommande la constitution de réserves d'au moins 500 MW pour 2030 et de 700 à 1400 MW pour 2035. La recommandation de l'EICom pour 2035 n'a pas changé par rapport à celle de 2023, étant donné que les analyses actualisées ne fournissent pas d'indications claires sur un besoin de réserves nettement plus élevé (ou plus faible). La capacité recommandée pour 2030 est légèrement moins élevée en raison de la disponibilité de la centrale nucléaire de Beznau et du développement accru des énergies renouvelables (jusqu'à présent la recommandation de 700 à 1400 MW était également valable pour 2030). Toutefois, la recommandation pour 2030 se base sur une valeur moyenne correspondant au besoin de réserve déterminé dans l'analyse de la capacité hivernale, en cas de développement défavorable de la demande et de la production (forte hausse de la consommation, développement réduit des énergies renouvelables).

Selon l'EICom, c'est justement en raison des grandes incertitudes concernant l'ampleur et la rapidité du développement des énergies renouvelables, ainsi que l'évolution de la demande en électricité et la durée d'exploitation des centrales nucléaires, qu'il est nécessaire de se prémunir de la sorte. Les résultats de l'analyse de l'adéquation illustrent en outre l'influence particulièrement importante de la disponibilité des capacités d'importation sur le réseau pour le maintien de la sécurité de l'approvisionnement, même dans un scénario de stress à l'échelle européenne. En cas de capacités d'importation nettement réduites (c'est-à-dire en l'absence d'accord sur l'électricité ou d'accord technique approprié), il n'est pas exclu que le besoin de réserves dépasse les prévisions en 2035. Afin de tenir compte des nombreuses incertitudes, l'EICom recommande, dans la mesure du possible, une approche progressive pour l'acquisition des réserves. Elle continue d'estimer qu'il convient de procéder par étapes et de réévaluer en permanence l'évolution de la situation afin de pouvoir, au besoin, ajuster la constitution des réserves.

Enfin, il convient de souligner que le but de telles réserves n'est pas d'assurer l'autonomie de la Suisse en matière d'approvisionnement en électricité, mais d'augmenter la résilience. Les centrales de réserve ne seraient pas utilisées tant que de l'électricité d'origine renouvelable et nucléaire serait disponible dans le pays ou que les importations seraient possibles dans une mesure suffisante. Les importations jouent un rôle important, tant pour des raisons économiques que pour la sécurité de l'approvisionnement. La très grande réactivité de la capacité transfrontalière montre qu'une coopération, la plus efficace possible, est essentielle en ce qui concerne la capacité de transport transfrontalière.

Table des matières

Résumé.....	2
1 Contexte général.....	7
2 Valeur indicative des importations.....	8
2.1 Valeur indicative des importations prescrite par la loi comme mesure de la capacité de production hivernale.....	8
2.2 Méthode.....	8
2.3 Données et hypothèses.....	9
2.4 Production supplémentaire nécessaire en raison de la valeur indicative des importations.....	11
3 Jours présentant une capacité d'autonomie.....	13
3.1 Contexte général.....	13
3.2 Méthode.....	13
3.3 Données et hypothèses.....	14
3.4 Scénarios et résultats (mise à jour en mars 2025).....	15
4 Conclusions de l'EICOM.....	17
4.1 Interprétation des résultats.....	17
4.2 Recommandation de l'EICOM.....	17
5 Annexe Données relatives aux facteurs déterminants.....	19

Liste des tableaux

Tableau 1 : Vue d'ensemble des hypothèses formulées pour la production et la consommation.....	10
Tableau 2 : Besoin de réserve nécessaire dans le scénario optimiste et le scénario pessimiste.....	12
Tableau 3 : Durée de la capacité d'autonomie ; nombre de jours.....	16
Tableau 4 : Fourchettes relatives aux réserves nécessaires.....	17
Tableau 5 : Recommandations relatives aux réserves.....	18

1 Contexte général

Début 2020, l'ElCom a publié le premier document de référence sur la production hivernale² et s'est ainsi intéressée à la future sécurité de l'approvisionnement en raison de la mise hors service des centrales nucléaires suisses. Dans un contexte de risques accrus liés aux importations et de capacité d'exportation potentiellement décroissante des états voisins, le Conseil fédéral a demandé à l'ElCom en juin 2021 de remettre au DETEC un « Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe »³ d'ici la fin de l'année 2021. Le concept a été élaboré en partant de l'hypothèse que de telles centrales à gaz ne seraient utilisées que pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles.

Compte tenu du délai nécessaire pour réaliser des réserves, l'ElCom a recommandé au Conseil fédéral en 2021 de préparer les dispositions d'exécution pour l'appel d'offres portant sur une réserve hydroélectrique d'environ 500 gigawattheures (GWh) ainsi que sur deux à trois centrales à gaz de réserve d'une puissance électrique totale pouvant atteindre 1000 mégawatts (MW).

Pendant la crise de l'approvisionnement 2022/2023, les calculs probabilistes relatifs à l'adéquation du système à l'horizon temporel 2025 ont été mis à jour en vue du dimensionnement des réserves⁴. Pour les scénarios de stress, ces calculs tiennent désormais compte des risques inhérents à une pénurie de gaz à l'échelle européenne, combinée à une disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires françaises. En raison de la crise traversée et des hypothèses retenues, l'ElCom en est arrivée à la conclusion qu'il serait pertinent de prévoir une réserve d'au moins 400 MW (à capacité de puissance permanente) à partir de 2025. Cette recommandation était compatible avec les conclusions du document de référence sur la production hivernale, également mis à jour en 2023, sur lequel l'ElCom s'appuie lorsqu'elle estime que des réserves de l'ordre de 700 à 1400 MW sont judicieuses du point de vue de l'approvisionnement et de l'économie nationale pour la période de 2030 à 2035. La Confédération a ensuite conclu des contrats (en plus de la réserve hydraulique stratégique) pour des capacités de réserve thermiques à Birr, Monthey et Cornaux ainsi que, de manière décentralisée, pour des groupes électrogènes d'une capacité globale d'environ 400 MW d'ici 2026.

Dans le rapport actualisé de 2023, l'ElCom recommandait, en raison des incertitudes relativement grandes, l'établissement de réserves par étapes afin de pouvoir réagir au fur et à mesure des développements. Le présent rapport entend constituer une base mise à jour tenant compte des évolutions actuelles en vue des décisions à venir concernant la gestion des réserves. En plus de ce rapport sur les indicateurs déterministes de résilience, les calculs probabilistes (adéquation du système) ont également été pris en compte – dans un rapport séparé – comme base pour les recommandations.

² Cf. [Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée](#), ElCom, 2020

³ 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%20%C3%A0%20des%20centrales%20%C3%A0%20gaz.pdf>

⁴ Cf. [Garantie de la sécurité de l'approvisionnement 2025 – Actualisation des calculs](#), ElCom (PDF, 3 Mo, 28.07.2023)

2 Valeur indicative des importations

2.1 Valeur indicative des importations prescrite par la loi comme mesure de la capacité de production hivernale

Dans le document de référence de 2020 sur la production hivernale, l'ElCom recommande, en raison des risques liés aux importations⁵, d'assurer une capacité de production hivernale en partant d'une valeur indicative de 10 TWh d'importations nettes pendant le semestre d'hiver.

Lors de l'examen de l'acte modificateur unique, le Parlement a fixé la valeur indicative des importations permettant de garantir la sécurité de l'approvisionnement en hiver, à 5 térawattheures (TWh) comme mesure de la résilience. La formulation de l'art. 2, al. 3, de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables est la suivante : « La quantité nette d'électricité importée durant le semestre d'hiver ne doit pas dépasser la valeur indicative de 5 TWh ». Cette disposition qui vise à garantir la sécurité de l'approvisionnement en hiver et à empêcher une forte dépendance vis-à-vis de l'étranger est en vigueur depuis 2025. En cas de non-respect de cette valeur indicative, le Conseil fédéral peut prévoir des mesures pour augmenter la capacité de production indigène.

Cette directive d'ordre politique est fondée sur le constat qu'une telle valeur indicative ne peut pas limiter ni interdire les importations, que ce soit sur le plan commercial ou physique. Elle ne peut en aucun cas affecter le marché de l'électricité, y compris les importations et exportations. La valeur indicative des importations en hiver peut plutôt être utilisée comme critère légal de résilience sur lequel se base le dimensionnement d'une disponibilité de production adéquate sous la forme de nouvelles installations de production en Suisse.

La valeur indicative des importations de 5 TWh correspond à une puissance importée moyenne de 1141 MW sur 4380 heures au semestre d'hiver, ce qui équivaut tout de même à la puissance de production d'une centrale nucléaire telle que Gösgen ou Leibstadt.

2.2 Méthode

Au même titre que les considérations précédentes de l'ElCom concernant la capacité de production hivernale, l'évaluation de la valeur de résilience « valeur indicative des importations » repose principalement sur les prévisions de production et de consommation. Jusqu'à présent, c'était le besoin d'importation historique correspondant à la moyenne des dix dernières années qui servait de base à la réflexion. Cette approche permettait de se focaliser sur les importations mesurées physiquement. Dans le premier rapport de 2020, seule la hausse due à la durée de vie des centrales nucléaires a été prise en compte. Lors de la mise à jour en juillet 2023, d'autres facteurs déterminants ont été intégrés, tels que le développement du photovoltaïque, l'électromobilité et les pompes à chaleur. En raison de l'approche plus globale et afin d'améliorer la transparence, le calcul a été légèrement adapté par rapport aux rapports précédents sur la capacité de production hivernale.

Désormais, le solde moyen des importations n'est plus utilisé comme point de départ ; ce sont les valeurs absolues de la production et de la consommation qui servent de base. Cependant, les hypothèses relatives à la production hydroélectrique (y compris le pompage-turbinage) et à la disponibilité des centrales nucléaires contenues dans les besoins d'importation historiques doivent toujours être prises en compte dans les hypothèses de production et de consommation.

Eu égard à la capacité de transport disponible, le Parlement a opté pour la valeur indicative de 5 TWh, qui est plutôt restrictive. En 2021, dans le cadre de l'étude Frontier, la capacité de transport minimale pour l'importation a été estimée à environ 1700 MW ; il en résulte des importations de l'ordre de 7,5 TWh au semestre d'hiver. Dans le présent rapport, le besoin en capacité de production supplémentaire est également déterminé sur la base de cette valeur seuil.

⁵ Cf. document de référence sur la production hivernale, ElCom, 18.05.2020, chap. 3.1 : « La situation des importations au cours du semestre d'hiver 2016/17 a montré que la situation pouvait être parfois très tendue, déjà avec des besoins d'importation d'« à peine » 10 TWh couplés à une capacité d'exportation restreinte des pays voisins. Comme la capacité d'exportation de ces pays diminuera très probablement ces prochaines années, une évaluation des risques montre qu'une part substantielle de la production hivernale qui fera (potentiellement) défaut devra être elle-même remplacée en Suisse. »

2.3 Données et hypothèses

Les hypothèses à la base de l'établissement du bilan sont présentées dans le tableau 1. Elles tiennent compte, d'une part, des valeurs actuelles conformément à la statistique de l'électricité et, d'autre part, des informations/publications les plus récentes pour chaque facteur déterminant. Afin de garantir la meilleure transparence possible, les fourchettes sont indiquées par facteur. Les différentes sources et hypothèses pour chaque facteur sont indiquées en annexe.

Hypothèses par scénario	Stat. él.	Stat. él.	Scénario pessimiste		Scénario optimiste	
	2022/2023	2023/2024	2030	2035	2030	2035
Production (GWh/hiver)						
Production nette	28 877	34 774	32 807	31 826	35 679	39 077
nucléaire (durée d'exploitation : 60 ans) (disponibilité moyenne en hiver ces 10 dernières années)	12 867	12 966	11 281	8511	11 281	8511
centrales therm. conv., y c. couplage chaleur-force, à savoir	3037 (y c. éolien et PV)	1675	1831	1831	2031	2231
centrales thermiques conventionnelles 2022			1831	1831	1831	1831
développement du couplage chaleur-force			0	0	200	400
hydraulique, à savoir	15 698	20 584	17 033	16 865	17 231	18 618
production au fil de l'eau	5855	7584				
accumulation, y c. pompage-turbinage	9843	13 000				
production moyenne escomptée selon SAHE			15 499	15 499	15 499	15 499
pompage-turbinage (moyenne : 5 ans)			1613	1613	1613	1613
développement de nouveaux projets (fil de l'eau et accumulation)			171	181	171	1598
pertes de prod. en raison des exigences posées aux débits résiduels, par rapport à 2023			-250	-428	-53	-92
éolien	compris dans la prod. th. conv.	105	424	424	2140	4087
photovoltaïque, à savoir	compris dans la prod. th. conv.	1578	4255	6212	5013	7647
PV Plateau	-	1578	4065	5922	4693	7152
PV Alpes	-	-	190	290	320	495
consommation des pompes d'accumulation (moyenne : 5 ans)	-2725	-2134	-2016	-2016	-2016	-2016
Consommation (GWh/hiver)						
Consommation indigène	32 519	32 734	41 424	45 047	37 522	39 041
consommation conventionnelle, à savoir	27 904	27 901	30 184	29 353	28 632	28 073
moyenne : 10 ans			29 495	29 495	29 495	29 495
gains d'efficacité par rapport à 2023			0	0	-250	-250
centres de calculs par rapport à 2023			1163	1728	595	1020
abandon des chauffages électriques par rapport à 2023			-474	-1870	-1208	-2192

électromobilité	416	520	3368	6410	2282	3803
pompes à chaleur	1984	2084	5577	6989	4313	4871
pertes (moyenne : 10 ans)	2215	2229	2295	2295	2295	2295

Tableau 1 : Vue d'ensemble des hypothèses formulées pour la production et la consommation

Le nombre de facteurs déterminants considérés pour le besoin d'importation en hiver a été adapté par rapport au document de référence de 2020 consacré à la production hivernale.

Concernant les hypothèses correspondantes, l'ElCom reprend des estimations actuelles de source officielle. L'ElCom s'appuie essentiellement sur des analyses d'institutions reconnues, des objectifs politiques ou légaux et des estimations du secteur. Les scénarios optimistes surtout, comme ceux liés au développement des énergies renouvelables, se basent sur des objectifs politiques.

Certains facteurs déterminants varient considérablement d'une année à l'autre : c'est notamment le cas de la production hydraulique en raison des conditions hydrologiques et de la production nucléaire liée à la disponibilité des centrales. Mais d'autres facteurs tels que la consommation conventionnelle (dépendante de la conjoncture, de la croissance démographique, des mesures d'efficacité, des températures), les pertes dans le réseau de transport (dépendantes du volume de transit) et les pertes des pompes d'accumulation (en fonction de la disponibilité des centrales et de la situation du marché) peuvent plus ou moins varier. Du fait de ces variations, la moyenne des données historiques à la base des prévisions a, pour certains facteurs, été calculée sur 5 ou 10 ans (cf. indications entre parenthèses dans le tableau 1).

Plusieurs facteurs et développements n'ont pas été examinés plus en détail. Ainsi, l'influence d'une décarbonation active (CCS et NET⁶) sur la consommation ou sur les possibilités de production n'a pas été prise en compte dans la consommation, car elle ne deviendra importante qu'à partir de 2035⁷. La production de courant à partir de la biomasse et de la géothermie n'entre pas non plus dans le cadre de l'analyse, étant donné qu'aucune évolution majeure⁸ n'est à attendre dans ce domaine d'ici 2035. Il en va de même pour le repowering et le remplacement d'installations éoliennes ou photovoltaïques existantes, ainsi que pour le stockage saisonnier et la réinjection de l'excédent de production photovoltaïque en été via les technologies Power-to-X. Le scénario pessimiste ne tient pas compte non plus du potentiel de production d'électricité supplémentaire par couplage chaleur-force. La promotion de cette technologie continue certes d'alimenter les discussions, mais la mise en œuvre est encore trop incertaine à l'heure actuelle et peut donc être prise en compte uniquement dans le scénario optimiste.

La croissance économique et démographique n'a pas été prise en compte directement. Pourtant, dans les perspectives énergétiques 2050+, la consommation conventionnelle fait l'objet de prévisions à la baisse en raison des mesures d'efficacité, et ce malgré la croissance sur les plans économique et démographique. Les bilans pour l'avenir sont établis sans changement sur la base de la valeur historique moyenne. Le scénario pessimiste ne tient que partiellement compte de l'abandon espéré des chauffages électriques et table sur des besoins accrus pour les centres de calcul.

Les valeurs illustrent la forte influence de la production nucléaire. La disponibilité des centrales nucléaires en hiver représente un risque de concentration pour l'établissement des bilans ou le besoin d'importation. Le développement du photovoltaïque et de l'éolien ainsi que la consommation pour les pompes à chaleur, l'électromobilité et les centres de calculs devraient présenter un potentiel important de différences par rapport à la situation actuelle, surtout à long terme. En revanche, les autres facteurs observés (développement de l'énergie hydraulique, y compris débits résiduels, chauffages électriques, centrales thermiques conventionnelles et centrales chaleur-force, consommation des

⁶ Le CCS (Carbon Capture and Storage) et les NET (Negative Emission Technologies) sont des technologies qui, pour la première, capturent et stockent le CO₂ fossile et le CO₂ issu des processus directement dans les installations ou, pour la seconde, extraient le CO₂ durablement de l'atmosphère ; cf. [Extraction et stockage du CO₂ \(admin.ch\)](#)

⁷ Cf. figure 37 du rapport succinct « Perspectives énergétiques 2050+ » sous [Perspectives énergétiques 2050+. Tableaux et graphiques. Techniquement, il ne serait pas non plus impossible de faire fonctionner des centrales thermiques avec de l'hydrogène \(vert\) à l'avenir](#)

⁸ Cf. figure 21 du rapport succinct « Perspectives énergétiques 2050+ » sous [Perspectives énergétiques 2050+. Tableaux et graphiques](#)

pompes d'accumulation, ainsi qu'efficacité et pertes) continuent à n'avoir qu'une faible influence d'ici 2035.

Des informations détaillées sur les différents facteurs sont disponibles dans l'annexe au chapitre 5.

2.4 Production supplémentaire nécessaire en raison de la valeur indicative des importations

Les diagrammes ci-après présentent les besoins d'importation résultant d'un scénario optimiste et d'un scénario pessimiste.

La différence entre la production nette établie et la consommation (points dans la partie supérieure du graphique) correspond aux importations requises au semestre d'hiver (barres dans la partie inférieure). Le besoin d'importation net supérieur à la valeur indicative de 5 TWh définie par la loi (en rouge dans l'histogramme) correspond à la quantité d'énergie supplémentaire qui, en cas de besoin, devrait être produite en Suisse.

Évolution favorable des facteurs déterminants :

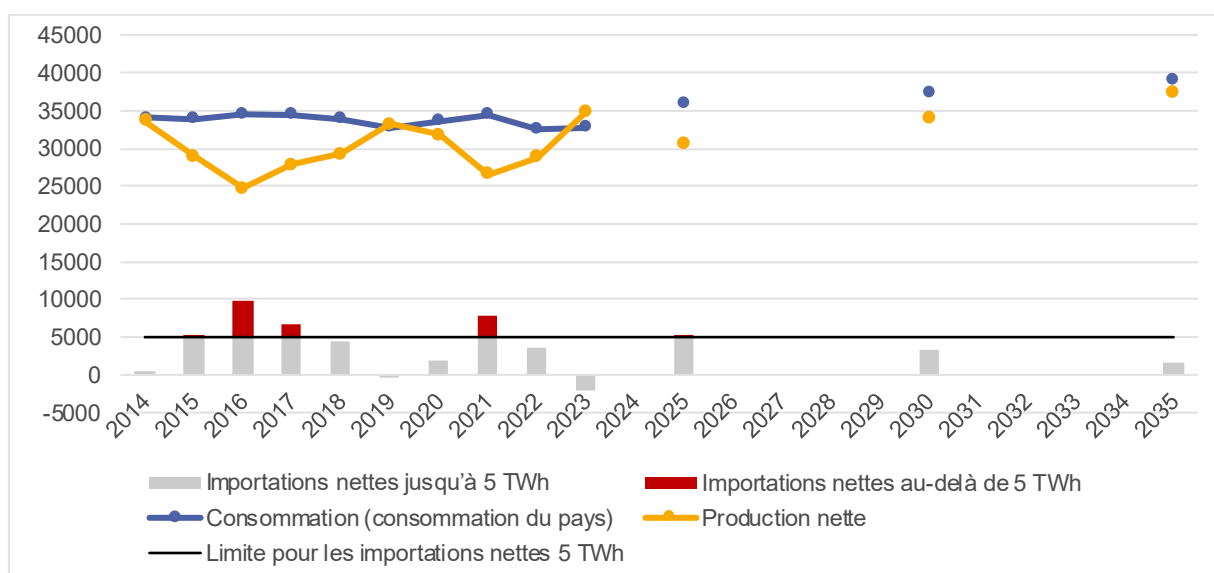


Figure 1 : Offre - demande - importations nettes (GWh/hiver) ; scénario optimiste

Dans le scénario optimiste, l'évolution du besoin d'importation net est telle qu'il n'est pas nécessaire de disposer d'une capacité de production hivernale supplémentaire (ou de réserves supplémentaires), étant donné que les importations nettes aux hivers 2030 et 2035 ne dépasseront pas les valeurs indicatives définies. Ce scénario optimiste suppose que la consommation des pompes à chaleur et de l'électromobilité n'augmente pas trop fortement et que, parallèlement, le développement du photovoltaïque et de l'éolien progresse comme espéré.

Évolution défavorable des facteurs déterminants :

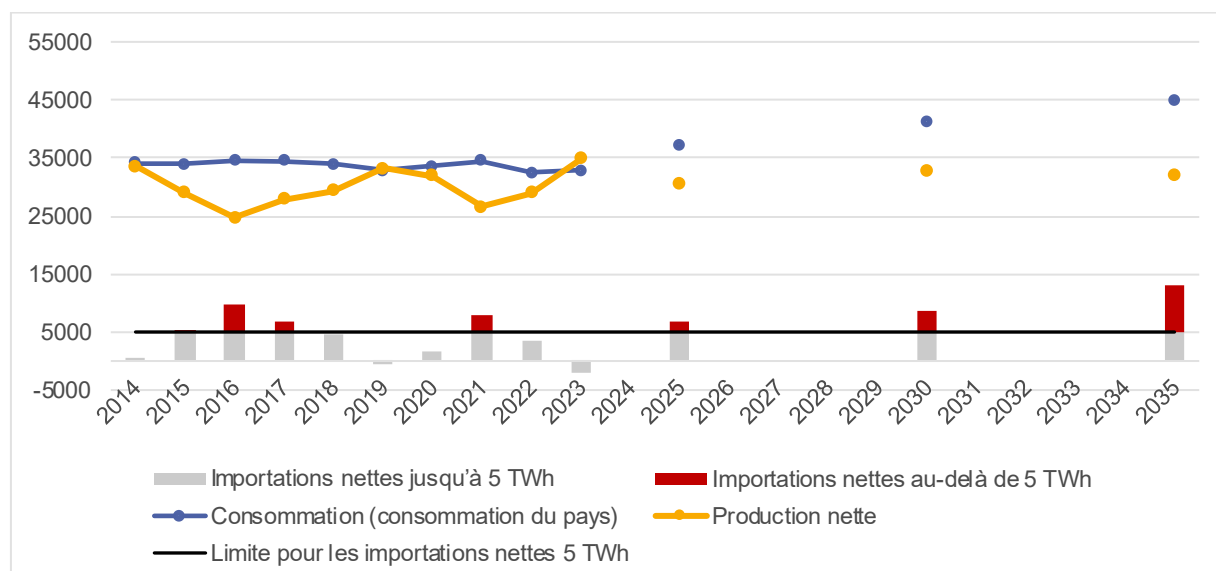


Figure 2 : Offre - demande - importations nettes (GWh/hiver) ; scénario pessimiste

Dans le scénario pessimiste axé sur un fort développement de la consommation et un faible développement de la production, la prescription politique d'une valeur indicative d'importation de 5 TWh au semestre d'hiver n'est pas respectée. Dans ce scénario, le besoin d'importation net en 2030 est estimé à plus de 8,5 TWh/hiver, dépassant ainsi de quelque 3,5 TWh/hiver la valeur indicative de 5 TWh prescrite par la loi. En 2035, le besoin en importation résultant de ce scénario se chiffre même à plus de 13 TWh/hiver, dépassant d'environ 8 TWh/hiver ladite valeur indicative.

Les dépassements hypothétiques de la valeur indicative prescrite par la loi peuvent être convertis en une réserve (à capacité de puissance permanente) se mesurant en mégawatts. Des valeurs de puissance positives en MW indiquent la nécessité de réserves, à l'inverse des valeurs négatives.

		Scénario pessimiste		Scénario optimiste	
		2030	2035	2030	2035
Consommation du pays	GWh/hiver	41 424	45 047	37 522	39 041
Production nette	GWh/hiver	32 807	31 826	35 679	39 077
Consommation du pays - production nette (= importations nettes)	GWh/hiver	8618	13 221	1843	-36
Seuil d'importation 5 TWh	GWh/hiver	5000	5000	5000	5000
Delta de 5 TWh/hiver par rapport au seuil d'importation	GWh/hiver	3618	8221	-3157	-5036
Besoin de réserve Énergie en ruban	MW	826	1877	-721	-1150
Réserve arrondie (à la centaine)	MW	800	1900	-700	-1200
Seuil d'importation 7,5 TWh	GWh/hiver	7500	7500	7500	7500
Delta de 7,5 TWh/hiver par rapport au seuil d'importation	GWh/hiver	1118	5721	-5657	-7536
Besoin de réserve Énergie en ruban	MW	255	1306	-1292	-1720
Réserve arrondie (à la centaine)	MW	300	1300	-1300	-1700

Tableau 2 : Besoin de réserve nécessaire dans le scénario optimiste et le scénario pessimiste

3 Jours présentant une capacité d'autonomie

3.1 Contexte général

Une autre possibilité d'évaluation de la résilience de la sécurité de l'approvisionnement pour la Suisse consiste à calculer le nombre de jours présentant une capacité d'autonomie si les importations viennent à manquer. Comme la Suisse dispose d'une capacité de stockage saisonnière considérable, une véritable pénurie d'approvisionnement au début de l'hiver est peu probable, d'autant plus que les installations de stockage encore disponibles, combinées à la grande puissance des centrales hydroélectriques à accumulation, fournissent une offre suffisante. Les analyses de la sécurité de l'approvisionnement montrent que les pénuries d'approvisionnement surviendraient surtout dans la seconde partie de l'hiver (à partir de février, voire parfois dès janvier), lorsque les installations de stockage seraient elles aussi en grande partie vidées. Si les possibilités d'importation devaient se dégrader en raison de pénuries d'approvisionnement dans toute l'Europe, la Suisse devrait pouvoir s'approvisionner avec le contenu des installations de stockage restantes, par exemple dès début mars, ainsi qu'avec la production des centrales électriques indigènes, et ce au moins jusqu'à ce que les importations soient à nouveau disponibles et/ou que la demande d'électricité diminue en raison de températures plus clémentes et que la production nationale d'énergie renouvelable augmente, par exemple en raison de la fonte des neiges et d'un rayonnement solaire plus important.

En supposant un taux de remplissage statistiquement minimal des installations de stockage (env. 17 % au cours de la première semaine de mars) et une production moyenne escomptée des centrales nucléaires, des centrales au fil de l'eau et d'autres sites de production d'électricité renouvelable et thermique, la Suisse pourrait actuellement s'approvisionner pendant environ 27 jours sans aucune importation. Le Conseil fédéral a fixé une valeur légèrement plus faible, mais similaire (22 jours) comme valeur cible pour la résilience de l'approvisionnement dans son message sur l'acte modificateur unique⁹. Cette approche déterministe permet d'avoir des indications sur la robustesse de l'approvisionnement suisse au vu des possibilités d'autonomie à un certain moment, typiquement au mois de mars. Historiquement, la capacité d'autonomie effective fluctuait beaucoup d'une année à l'autre, notamment en raison de la variabilité de la production hydroélectrique, comme c'est le cas pour les importations nettes d'hiver.

3.2 Méthode

La quantité d'énergie contenue dans les lacs d'accumulation de Suisse à une date donnée est déterminée ou fixée afin de définir la moyenne des jours escomptés présentant une capacité d'autonomie, généralement au mois de mars. En outre, on détermine à combien s'élève typiquement la consommation d'électricité et le reste de la production d'électricité suisse (sans l'énergie hydraulique d'accumulation) un jour du mois considéré.

D'autres hypothèses peuvent être formulées afin d'évaluer la robustesse de la sécurité de l'approvisionnement, même dans des situations extrêmes, par exemple une consommation particulièrement élevée ou une production faible. On peut également décider de faire appel à des réserves, qui peuvent soutenir la production d'électricité si nécessaire.

Des hypothèses doivent également être formulées pour les importations. En raison de la définition retenue dans l'approche, les importations sont typiquement fixées à zéro, car il s'agit de vérifier pendant combien de temps l'autonomie est possible si la Suisse est complètement seule (« en mode îlotage »). Il est également possible de formuler des hypothèses pour des importations supérieures à zéro, par exemple pour refléter une disponibilité minimale attendue des importations. Comme il s'agit ici de déterminer un indicateur de résilience comparable dans le temps, une normalisation à zéro est utile par souci de transparence.

La consommation des centrales à pompage-turbinage n'est pas prise en compte ici. En partant du principe qu'en situation de pénurie, les importations seraient effectivement impossibles et que la

⁹ Cf. 21.047 Message concernant la loi relative à l'approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables de juin 2021, chap. 3.1.3.2, sous <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/67176.pdf>

demande devrait être entièrement couverte par la production indigène ou par les stocks saisonniers restants, il est fort probable qu'il n'y aurait pas d'énergie excédentaire pouvant être utilisée pour un pompage.

Pour les énergies renouvelables telles que la production au fil de l'eau et le photovoltaïque, il faut tenir compte des possibilités de production attendues en fonction de la saison et des conditions météorologiques ; pour le photovoltaïque, par exemple, le rayonnement solaire moyen en mars est déjà nettement plus élevé que le rayonnement solaire moyen pendant les autres mois d'hiver (base : moyennes à long terme du rayonnement global).

Ces données ou hypothèses permettent de déterminer le nombre de jours pendant lesquels la consommation de la Suisse, par exemple, à partir de début mars, est couverte par la production indigène, y compris l'énergie hydraulique, et sans ou avec des réserves :

$$\text{Jours présentant une capacité d'autonomie}^{10} = \frac{\text{niveau des stocks à un jour de référence [GWh]}}{(\text{consommation} - \text{production} - \text{importations}) [\text{GWh/jour}]}$$

Si la capacité d'autonomie ainsi prévue et sans la réserve est inférieure à 22 jours, on calcule quelles réserves devraient être dimensionnées pour atteindre la valeur cible.¹¹

3.3 Données et hypothèses

Pour les calculs suivants, la base de données utilisée est en principe la même que pour l'analyse saisonnière du chapitre 2 Valeur indicative des importations. Là encore, il est possible de combiner des scénarios avec une forte ou une faible croissance de la demande, ainsi que des scénarios avec un fort développement des énergies renouvelables (réalisation des objectifs politiques) ou un faible développement (continuer comme avant). Tant l'évolution de la demande que le développement du photovoltaïque, de l'éolien et du couplage chaleur-force s'inspirent ici des hypothèses du chapitre précédent consacré à l'approche saisonnière de la capacité de production hivernale¹², avec toutefois une adaptation au mois de mars. La présente analyse prévoit un scénario supplémentaire axé sur un développement « défensif » des énergies renouvelables qui, pour simplifier, se situe entre le scénario de développement élevé et le scénario de développement faible du photovoltaïque, de l'éolien et du couplage chaleur-force. Tous les scénarios supposent qu'une partie du développement du photovoltaïque est dû à des installations en (haute) montagne.¹³

Pour la production hydroélectrique également, des valeurs définies sur la base de données statistiques sont escomptées pour le mois de mars. La production au fil de l'eau attendue chaque jour est estimée

¹⁰ Le résultat est un quotient. Il n'est pas linéaire, car en fonction des deux valeurs, à savoir celle de la consommation, d'une part, et celle correspondant à la somme de la production et des importations, d'autre part, le diviseur peut devenir très petit ou nul, le résultat devenant alors très grand ou infini. De même, le résultat peut être négatif si la somme de la production et des importations est supérieure à la consommation ; tant que c'est le cas, l'autonomie est assurée.

¹¹ Le recours à la « valeur cible » de 22 jours pourrait se justifier du fait que, dans le cadre des évolutions futures, il convient de maintenir au moins à peu près le niveau de résilience actuel. Dans un contexte de croissance de la part des énergies renouvelables, une capacité d'autonomie sur une période allant jusqu'à environ 3 semaines permettrait en outre de répondre aux éventuelles phases présentant des charges résiduelles exceptionnellement élevées dans les pays voisins. Pendant de telles phases, une forte demande se heurte à une production d'énergies renouvelables exceptionnellement faible (« Dunkelflaute » [manque de soleil]) - ce qui s'accompagnerait d'une réduction correspondante de la capacité d'exportation des pays voisins.

¹² En ce qui concerne l'augmentation de la puissance du photovoltaïque, le scénario avec un faible développement des énergies renouvelables prévoit une puissance photovoltaïque installée supplémentaire de 7,5 GW et 15 GW, respectivement d'ici 2030 et 2035 par rapport à fin 2025, et le scénario de fort développement des énergies renouvelables prévoit une telle puissance supplémentaire, respectivement d'environ 10,1 GW et 20,1 GW. De plus, dans le scénario axé sur le fort développement des énergies renouvelables, la production éolienne au semestre d'hiver augmente d'environ 2 TWh d'ici 2030 et d'environ 4 TWh d'ici 2035 ; dans le scénario axé sur un faible développement des énergies renouvelables, la production augmente d'environ 0,3 TWh jusqu'à 2030, puis se stabilise. Afin de simplifier la lecture, la production éolienne est répartie de la même manière sur les jours d'hiver.

¹³ À partir de 2030, les installations en (haute) montagne sont à l'origine d'environ 0,4 GW de la puissance PV nouvellement installée dans le scénario pessimiste et d'environ 0,6 GW dans le scénario optimiste ; à partir de 2035, ces valeurs passent respectivement à environ 0,6 GW et 1,0 GW. Pour ces installations, on suppose un plus grand nombre d'heures de pleine charge (1333 heures au lieu de 950 pour les installations du Plateau) ; de plus, une part plus élevée que la moyenne de la production annuelle leur est attribuée au mois de mars (hypothèse : 12 %, au lieu de 8 % pour les installations du Plateau). Le scénario intermédiaire se base sur la valeur moyenne entre le scénario optimiste et le scénario pessimiste.

à partir des valeurs moyennes de mars enregistrées au cours des 10 dernières années – auxquelles on soustrait les pertes de production attendues du fait des exigences posées aux débits résiduels ¹⁴. Pour le niveau de remplissage des lacs d'accumulation, on ne se base pas sur la valeur moyenne, mais sur un niveau de remplissage minimal des 10 dernières années. Le moment considéré est début mars, avec un niveau de remplissage d'environ 1500 GWh¹⁵. Par ailleurs, les importations ont été supposées nulles (« en mode îlotage » pour la Suisse). Étant donné que les projets de la table ronde entraînent la construction de nouveaux barrages ou l'augmentation de la capacité des barrages existants, les capacités de stockage auront tendance à augmenter à l'avenir, ce qui constituera une marge de sécurité supplémentaire. On table sur 170 GWh/hiver d'ici 2030 ; d'ici 2035, le scénario axé sur un développement faible (et défensif) prévoit environ 180 GWh/hiver, contre environ 1600 GWh/hiver pour le scénario axé sur un fort développement.

3.4 Scénarios et résultats (mise à jour en mars 2025)

La disponibilité des centrales nucléaires suisses, qui joue un rôle décisif, a été combinée à la croissance de la demande et au développement de la production dans plusieurs scénarios et calculée comme suit à divers horizons temporels – aujourd'hui, 2030 et 2035 (pour 2030 : scénarios avec toutes les CN, sans Beznau I/II ; pour 2035 : scénarios sans Beznau I/II, voire sans Beznau I/II/Gösgen).

Capacité d'autonomie début mars			Réserve nécessaire
	Sans réserve	1000 M W	
Valeur cible selon message	22		
Actuel	27		
2030			
2030 : toutes les CN, faible croissance de la demande, développement important des ER	44		
2030 : toutes les CN, faible croissance de la demande, développement réduit des ER	29		
2030 : toutes les CN, forte croissance de la demande, développement important des ER	28		
2030 : toutes les CN, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	24		
2030 : toutes les CN, forte croissance de la demande, développement réduit des ER	21	31	Env. 200 MW
2030 : sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, développement important des ER	31		
2030 : sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, développement réduit des ER	22		
2030 : sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement important des ER	22		
2030 : sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	19	28	Env. 400 MW
2030 : sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement réduit des ER	17	24	Env. 800 MW
2035			
2035 : sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, développement important des ER	81		

¹⁴ Par souci de simplicité, le scénario pessimiste sert de base à tous les scénarios pour les pertes de production en raison des exigences posées aux débits résiduels, conformément à l'analyse de la valeur indicative d'importation.

¹⁵ Cela correspond à 16,7 % du volume de stockage et donc au niveau de remplissage minimal des dix dernières années au cours de la première semaine de mars 2018 (total du volume selon la statistique d'accumulation d'avril 2025 : 8900 GWh). De manière générale, on peut supposer qu'un fort développement du photovoltaïque aura à long terme un effet à la baisse sensible sur les prix du marché à la fin de l'hiver, de sorte que l'exploitation rentable des installations de stockage se concentrera d'autant plus sur les premiers mois d'hiver, ce qui explique pourquoi le niveau de remplissage au début du mois de mars aura tendance à être plus bas à l'avenir par rapport aux données historiques.

2035 : sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, développement réduit des ER	26		
2035 : sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement important des ER	34		
2035 : sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	22		
2035 : sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement réduit des ER	17	23	Env. 900 MW
2035 : sans Beznau I/II & Gösgen, faible croissance de la demande, développement important des ER	41		
2035 : sans Beznau I/II & Gösgen, faible croissance de la demande, développement réduit des ER	19	27	Env. 500 MW
2035 : sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, développement important des ER	24		
2035 : sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	17	23	Env. 900 MW
2035 : sans Beznau I/II et Gösgen, forte croissance de la demande, développement réduit des ER	14	18	Env. 170 0 MW

Tableau 3 : Durée de la capacité d'autonomie ; nombre de jours

Ces résultats permettent les déductions suivantes :

- en cas de besoin d'importation moindre combiné à un fort développement des énergies renouvelables (cas « besoin d'importation minimal »), la capacité d'autonomie de 22 jours est assurée jusqu'en 2035, même sans réserves ;
- un moindre développement des énergies renouvelables associé à une faible croissance de la demande ne nécessite pas non plus de réserves, pour autant que la durée de vie des centrales nucléaires soit de 60 ans ;
- un scénario axé sur un développement défensif des énergies renouvelables (PV et éolien) assorti d'une forte croissance de la demande ne nécessite pas de réserves, pour autant que l'exploitation de Beznau I/II se poursuive, comme annoncé, au-delà de 2030 ;
- en cas de besoin d'importation maximal (forte croissance de la demande, développement réduit des ER), des réserves doivent être constituées afin de garantir la valeur cible de 22 jours de capacité d'autonomie.

4 Conclusions de l'EICom

4.1 Interprétation des résultats

Les deux approches, à savoir l'approche saisonnière (chapitre 2) et la durée de la capacité d'autonomie (chapitre 3), fournissent en premier lieu des fourchettes relativement larges pour les réserves nécessaires en 2030 et 2035 :

Fourchettes pour les réserves	2030	2035
Importation nette < 7,5 TWh	0... 300 MW	0... 1300 MW
Importation nette < 5 TWh	0... 800 MW	0... 1900 MW
Capacité d'autonomie ≥ 22 jours	0... 200 MW	0... 900 MW

Tableau 4 : Fourchettes relatives aux réserves nécessaires

Les valeurs représentées sont valables en supposant qu'en 2030, les centrales nucléaires de Beznau I et II, et en 2035, celles de Gösgen et Leibstadt, restent en service.

Pour l'année 2030, d'un point de vue purement comptable, il en résulte un besoin de réserve compris entre 200 MW (moyenne des 6 valeurs) et 400 MW (moyenne des valeurs supérieures). Une puissance de réserve comprise dans cette fourchette correspondrait plus ou moins à la production d'un réacteur à Beznau. Eu égard à la fermeture effective de la centrale nucléaire de Mühleberg et à la mise hors service prévue des deux réacteurs de la centrale de Beznau, une réserve de cet ordre de grandeur semble adaptée à l'horizon 2030.

À l'aune des résultats numériques, il faut s'attendre à une hausse des besoins de réserve entre 2030 et 2035. Cela paraît plausible et s'explique, d'une part, par la mise hors service certaine des deux réacteurs de Beznau en 2032/2033, et, d'autre part, par des évolutions divergentes sur une longue période. La valeur cible de 700 à 1400 MW mentionnée dans la dernière mise à jour pour 2035 resterait compatible sur la base de la mise à jour de 2025.

4.2 Recommandation de l'EICom

Concernant le dimensionnement de la réserve, le défi consiste à déterminer, malgré les grandes incertitudes concernant les scénarios et les vastes fourchettes dans le cadre desquelles évoluent les hypothèses, l'ordre de grandeur nécessaire du point de vue de l'approvisionnement et raisonnable du point de vue économique. Par souci d'efficacité, il convient de ne pas constituer de réserves surdimensionnées qui, en cas de développement favorable de la situation, ne s'avèreraient d'aucune utilité. A contrario, les réserves sont, de par leur nature, conçues comme une assurance en cas d'évolution défavorable. Partant du principe que des capacités de production et/ou d'importation insuffisantes, ainsi que le manque d'énergie qui en résulte, ont des répercussions énormes en termes de coûts pour l'économie, il semble judicieux de viser la partie supérieure de la fourchette pour le dimensionnement des réserves, précisément parce les hypothèses ou scénarios retenus ne sont pas extrêmes ou totalement irréalistes.

Pour compléter la présente analyse de la production hivernale, l'EICom a confié à Swissgrid fin 2024 le soin de calculer l'adéquation du système pour les années 2028, 2030 et 2035, sur la base des hypothèses et données actualisées. Les résultats de cette analyse (qui modélise le marché en tenant compte des importations et exportations) seront publiés dans un rapport séparé. Ils indiquent un besoin de réserve aussi bien pour 2030 que pour 2035 – le besoin étant supérieur en 2035. Le besoin de réserve calculé est toutefois très hétérogène 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. Ils illustrent aussi les limites de la modélisation en Europe sur une base horaire. D'une part, les hypothèses retenues pour les analyses sont encore plus complexes et incertaines, car elles ne concernent pas que la Suisse, mais aussi les pays environnants et d'autres pays. Les hypothèses relatives aux évolutions hors des frontières nationales sont particulièrement importantes pour la Suisse, dont les capacités d'importation et d'exportation sont exceptionnellement élevées, tout comme les incertitudes. D'autre part, d'après cette analyse, 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. Dans ce modèle, l'utilisation de réserves nationales serait surtout efficace en cas de scénario de stress localisé en Suisse (disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires) et/ou de capacités d'importation réduites ¹⁶.

Ni la présente analyse de la production hivernale ni l'analyse d'adéquation du système ne prévoient d'amélioration de la situation par rapport aux analyses de 2023, surtout pour 2035. C'est pourquoi l'EICOM continue de maintenir une recommandation de réserve. En raison de l'imprécision de la modélisation de l'analyse de l'adéquation (modélisation de l'énergie hydraulique, du rendement et de l'utilisation de la réserve, absence de prise en compte des réserves / mesures étrangères) et de l'incertitude relative aux hypothèses dans les pays alentours (concernant la capacité de production et d'exportation), l'EICOM continue de se baser essentiellement sur les observations relatives à la capacité de production hivernale dans sa recommandation de réserve pour 2030 et 2035. Elle recommande la constitution de réserves d'au moins 500 MW pour 2030 et de 700 à 1400 MW pour 2035. Sa recommandation pour 2035 n'a pas changé par rapport à celle de 2023, étant donné que les analyses actualisées ne fournissent pas d'indications claires sur un besoin de réserves nettement plus élevé (ou plus faible). La capacité recommandée pour 2030 est légèrement moins élevée en raison de la disponibilité de la centrale nucléaire de Beznau et du développement accru des énergies renouvelables (jusqu'à présent, la recommandation de 700 à 1400 MW était également valable pour 2030). Toutefois, la recommandation pour 2030 se base sur un besoin de réserve moyen calculé dans la présente analyse de la production hivernale en cas d'évolution défavorable de la demande et de la production indigène (forte hausse de la consommation, développement réduit des énergies renouvelables).

Les résultats de l'analyse de l'adéquation illustrent en outre l'influence particulièrement importante de la disponibilité des capacités d'importation sur le réseau pour le maintien de la sécurité de l'approvisionnement, même dans un scénario de stress à l'échelle européenne. En cas de capacités d'importation nettement réduites (c'est-à-dire en l'absence d'accord sur l'électricité ou d'accord technique approprié), il n'est pas exclu que le besoin de réserves dépasse les prévisions en 2035. Afin de tenir compte des nombreuses incertitudes, l'EICOM recommande, dans la mesure du possible, une approche progressive pour l'acquisition des réserves. Elle continue d'estimer qu'il convient de procéder par étapes et de réévaluer en permanence l'évolution de la situation afin de pouvoir, au besoin, ajuster la constitution des réserves.

2030	2035
Au moins 500 MW	700-1400 MW

Tableau 5 : Recommandations relatives aux réserves

Remarque sur la qualité et l'utilisation des réserves : en principe, l'approvisionnement devrait être assuré sur la base du marché de gros (marché « energy only », EOM). La réserve doit être sollicitée uniquement lorsque le marché « ne ferme plus » ou qu'une production supplémentaire est requise en cas de pénurie. La réserve a une capacité de puissance permanente. En d'autres termes, elle doit pouvoir assurer une production illimitée dans le temps avec la puissance indiquée.

¹⁶ Avec un tel scénario, selon l'analyse de l'adéquation, le besoin de réserve se situerait environ entre >45 et >1400 MW en 2030 et entre >145 et >2800 MW en 2035. Le besoin de réserves plus important résulte de scénarios prévoyant un réseau de transport transfrontalier dont les capacités sont relativement faibles, en cas d'absence d'accord sur l'électricité et d'accord technique (scénario de fusion des régions de calcul de capacités CORE-ITN sans participation de la Suisse).

5 Annexe Données relatives aux facteurs déterminants

Centrales nucléaires suisses (CN)

- Compte tenu que Beznau I et II produisent depuis plus de 50 ans et que l'exploitant a annoncé vouloir exploiter les deux réacteurs sur une période de 60 ans (ce qui indique aussi bien un financement assuré qu'une acceptation politique), une durée de vie de 60 ans semble plausible pour les centrales nucléaires suisses. Cette hypothèse a déjà servi de base aux calculs et études les plus récents de l'EICOM et reste valable cette fois encore. Cela signifie que l'hypothèse d'une durée de vie dépassant 2035 est retenue pour les centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt.
- En raison des pannes, parfois assez longues, survenues ces dix dernières années, les calculs s'appuient sur une disponibilité moyenne de près de 87 % l'hiver (cf. Statistiques de l'électricité 2023, tab. 6a).
- Les hypothèses suivantes ont été retenues pour l'arrêt après 60 ans d'exploitation :
CNB 1 : décembre 2033 ; CNB 2 : décembre 2032 ; CNG : octobre 2039 ; CNL : novembre 2044.

Centrales thermiques conventionnelles, y c. CCF

- Centrales thermiques conventionnelles : total de la production thermique conventionnelle, gaz de décharge des installations de production d'électricité, incinération des déchets avec ou sans installation CCF, industrie, centrales de chauffage à distance, petites installations CCF datant de 2022.
- Sources des données 2022 : Statistiques de l'électricité 2023, tab. A-3
- Valeurs 2022 mises à jour pour les scénarios optimistes et pessimistes concernant les années à venir
- CCF : développement en cours de discussion, plusieurs variantes formulées en vue de l'obtention de soutien politique¹⁷
- CCF : pas de croissance avec le scénario pessimiste
- CCF : 400 GWh en 2035 (hypothèse de croissance linéaire) avec le scénario optimiste, conformément à la proposition du Conseil fédéral

Hydroélectricité : généralités

- La production hydroélectrique actuelle prend en compte la somme des données des centrales au fil de l'eau et des centrales d'accumulation, y c. le pompage-turbinage.
- La future production hydroélectrique prend en compte la valeur actuelle de la production moyenne escomptée (SAHE), plus le pompage-turbinage, le développement de nouveaux projets conformément à la liste AES des projets d'énergie renouvelable (cf. production hydroélectrique : développement d'une nouvelle production/de nouveaux projets) et l'acte modificateur unique, ainsi que les pertes de production dues aux exigences posées aux débits résiduels.

Hydroélectricité : production moyenne escomptée SAHE

- Définition issue du document « Statistique suisse de l'électricité 2023 » : « La production moyenne escomptée aux bornes des alternateurs (pompage-turbinage non compris) de centrales *nouvelles ou transformées* résulte d'une estimation basée sur les caractéristiques hydrologiques de l'année moyenne et sur les dimensions de l'équipement de l'aménagement et le type d'exploitation prévus. Dans le cas d'*aménagements existants*, la production moyenne escomptée est égale à la production moyenne calculée sur une longue période d'exploitation normale et pour l'équipement actuel de l'aménagement. Lors du calcul de la production moyenne escomptée (sans pompage-turbinage), ni l'énergie moyenne consommée par les pompes ni la fourniture d'énergie de compensation n'ont été considérées. »
- Source des données : SAHE Production moyenne escomptée ¹⁸

¹⁷ Cf. Le Conseil fédéral veut inscrire la réserve d'électricité dans la loi, Conseil fédéral 01.03.2024 et p. ex. Parlament schafft gesetzliche Basis für thermische Stromreserve (Le Parlement crée une base légale pour la réserve thermique d'électricité, en allemand seulement), dépêche ats du 05.03.2025.

¹⁸ <https://www.news.admin.ch/fr/nsb?id=100905>, « Force hydraulique en Suisse : statistique 2023 », OFEN, le 02.05.2024

Hydroélectricité : pompage-turbinage

- Données réelles de la « consommation des pompes d'accumulation » (cf. ci-dessous)
- Hypothèse : rendement de 80 %, soit 20 % de pertes
- Moyenne : 5 ans

Hydroélectricité : hausse de la production et nouveaux projets

- En vertu de la loi sur l'énergie,¹⁹ il faut augmenter la production d'électricité d'origine hydraulique d'environ 1190 GWh par rapport à 2023 (prod. moyenne escomptée : 36 708 GWh/a) pour atteindre 37 900 GWh/a en 2035. Les 15 projets de la table ronde + Chlus représentent au maximum une production annuelle supplémentaire de 560 GWh/a ou une production hivernale supplémentaire de 2090 GWh/hiver (y c. transfert de la production de l'été en hiver).
- Les projets de la table ronde prévoient la construction de nouveaux barrages ou le rehaussement de barrages existants. À l'avenir, il devrait en résulter une marge de sécurité supplémentaire.
- Source : l'EICOM s'appuie²⁰ sur les projets d'énergie renouvelable de l'AES mentionnés dans Énergies renouvelables : les projets de développement en cours | AES, AES 2024/2025, et sur la planification politique selon l'acte modificateur unique²¹.

Hydroélectricité : pertes de production dues aux dispositions sur les débits résiduels

- Étude Pfammatter/Semadeni « Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen : Stand und Ausblick » (Pertes d'énergie dues aux dispositions sur les débits résiduels, état et perspectives, en allemand seulement), dans la revue spécialisée « Eau énergie air » - 110^e année, 4-2018, cf.fig. 4.
- Le scénario pessimiste s'inspire du scénario 4 de Pfammatter « Simultan dynamische Dotierung » (dotation dynamique simultanée), avec des exigences fortement accrues et un débit permanent de 30 %.
- Le scénario optimiste correspond au scénario 1 de Pfammatter « Anforderungen wie bisher » (exigences inchangées).
- On suppose que la part des pertes d'énergie dues aux débits résiduels, comme pour la production hydroélectrique, s'élève à 42 % en hiver.
- Comme les pertes de production dues aux débits résiduels sont déjà comprises dans la production moyenne escomptée conf. à SAHE (qui repose sur des données historiques), il faudra, à l'avenir, encore prendre en compte la différence avec le réel, par rapport à la situation de 2023.

Réserve hydroélectrique

- On suppose que la réserve hydroélectrique serait également utilisée avant la fin avril si nécessaire ; c'est pourquoi elle n'est pas déduite ou modélisée séparément pendant le semestre d'hiver.

¹⁹ Art. 2, al. 2, LEne

²⁰ Scénario pessimiste : dans le scénario pessimiste, on suppose que d'ici 2030, les projets suivants seront réalisés, permettant une production hivernale supplémentaire de 171 GWh : Waldemme, rénovation complète de la centrale hydroélectrique de Robbia, centrale de Ritom, Soubach, Turbach, centrale de dotation de Wildegg-Brugg, Meiental. D'ici 2035, le projet Pradapunt, qui représente 10 GWh/hiver, va s'ajouter aux autres.

Scénario optimiste : dans le scénario optimiste, on suppose que les mêmes centrales que celles du scénario pessimiste seront réalisées, et que d'ici 2035, les projets suivants s'ajouteront à ces réalisations, ce qui aboutira à une production supplémentaire d'environ 1600 GWh/hiver : surélévation du barrage du Sambuco, réservoir à usage multiple au pied du glacier du Gomer, Oberaletsch, Emosson, rehaussement du barrage de Mattmark, cascade de la Reuss, agrandissement du lac du Grimsel, Tiefencastel Plus (petite centrale hydraulique), rehaussement du barrage du lac de Marmorara (centre des Grisons), projet Schifflenen-Morat (ScheM), Chlus, barrage de Gries.

²¹ Cf. Rapport de l'OFEN du 24 avril 2023 à l'attention de la CEATE-E: Table ronde consacrée à l'énergie hydraulique sous 21.047 | Approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Loi fédérale | Documents publics des commissions | Le Parlement suisse.

Développement de l'éolien

- Dans le scénario pessimiste, l'hypothèse retenue est celle que la mise en service planifiée est assurée, au moins pour les projets prévus ayant déjà fait l'objet d'une décision de justice positive (du Tribunal fédéral), (état en janvier 2024, indications de Suisse Eole).
- Dans le scénario optimiste, on suppose, sur la base de l'offensive éolienne et du plan Éolien 2030, qu'une augmentation de 6 TWh de production annuelle est réalisable d'ici 2035.

Développement du photovoltaïque

- Pour 2024, sur la base de l'évaluation actuelle de Swissolar, une augmentation de 1800 MW est escomptée. Dans le scénario négatif, une augmentation minimale annuelle de 1500 MW tenant compte des taux de développement actuels et des incertitudes à partir de 2025 est attendue. Les 1500 MW supplémentaires correspondent à la moyenne des années 2022, 2023 et 2024. Il en résulte une puissance installée de 24,7 GW d'ici 2035.
- Le scénario optimiste envisage une croissance de la puissance installée à 30,2 GW en 2035, ce qui permettrait d'atteindre les valeurs cibles prescrites par l'acte modificateur unique.
- On suppose que le développement du photovoltaïque dans les Alpes, basé sur l'offensive solaire, ne sera perceptible du point de vue de l'économie énergétique qu'à partir de 2026, mais qu'il sera achevé en 2029.
- PV Alpes, scénario pessimiste : le développement escompté par l'OFEN est « réaliste ».
- PV Alpes, scénario optimiste : le développement escompté par l'OFEN est « conforme à l'acte modificateur unique ».
- Part hivernale de la production PV : la part hivernale s'élève à 27 %²² pour les installations du Plateau.
- Part hivernale des grandes installations PV alpines : cette part s'élève au moins à 37,5 % (= 500/1333) sur la base des hypothèses suivantes : au moins 1333 h/a (ou kWh/kWp) d'heures de pleine charge²³ et production d'électricité conforme aux prescriptions légales d'au moins 500 kWh/kW pendant le semestre d'hiver²⁴. Parmi les installations alpines concrètement planifiées, nombreuses sont celles dont la part hivernale est nettement supérieure à ce chiffre. En moyenne (cf. Statistiques²³ 50 installations en tout conf. à l'art. 71a, LEne), la part hivernale atteint 44,33 %, soit environ 7 % de plus que les 37,5 % prescrits par la législation. Du reste, pour 22 de ces 50 installations, conf. à l'art. 71a, il n'existe actuellement (février 2025) dans la source aucune indication sur la production hivernale spécifique, c'est pourquoi, jusqu'à nouvel ordre, la part minimale légale de 37,5 % est retenue pour les installations alpines en hiver.

Consommation des pompes d'accumulation

- La future consommation des pompes d'accumulation est prise en compte pour les scénarios optimiste et pessimiste sous forme de moyenne des valeurs historiques des cinq derniers hivers.
- Les hypothèses de consommation future des pompes d'accumulation sont établies à partir de la moyenne des cinq derniers hivers. Une moyenne sur dix ans reviendrait à sous-estimer les pertes des pompes en raison de la mise en service de NdD en 2022.

²² Cf. Étude « Électricité hivernale Suisse » Quelle peut être la contribution du photovoltaïque indigène ?, SuisseEnergie, janvier 2021, rapport final V3, chap. 1 Management Summary « Scénario 1 : expansion PV comme avant (ZWB) : avec le parc photovoltaïque actuel, 73 % de la production d'énergie est produite au cours du semestre d'été et 27 % au cours du semestre d'hiver. »

²³ Cf. Statistics - Alpine PV competence « Electrical Properties – Specific annual yield 1437 kWh/kW », consulté en fév. 2025

²⁴ Cf. LEne, art. 71a, al. 2, let. b (sous RO 2022 543 - loi sur l'énergie (LEne) (Mesures urgentes. | Fedlex))

- Conformément à la définition de la production nette du document Statistique suisse de l'électricité, la consommation des pompes d'accumulation est prise en compte dans le calcul de la production²⁵ (et non pas dans celui de la consommation).
- Source : données relatives aux pompes d'accumulation, Bilan suisse de l'électricité²⁵.

Augmentation des pertes par pompage

- On part du principe que l'augmentation des pertes des pompes est prise en compte dans le nouveau facteur « Pompage d'accumulation ».

Consommation du pays

- La consommation du pays comprend la consommation class. (y c. gains d'efficacité, zone de réglage, suppression des chauffages électriques), la consommation de l'électromobilité et des pompes à chaleur, ainsi que les pertes²⁵.
- Remarque : conformément à la convention de la Statistique suisse de l'électricité, la consommation des pompes d'accumulation est déduite de la production (et non pas de la consommation du pays) lors du calcul de la production nette.

Consommation conventionnelle

- La consommation conventionnelle correspond à la consommation finale moins la consommation des pompes à chaleur, l'électromobilité (cf. chap. 5.1 du Scénario-cadre pour la planification du réseau électrique), la valeur « Power to X » (PtX) et le captage et stockage du carbone (CSC)²⁵.
- On part du principe que le PtX et le CCS étaient de zéro par le passé, et que la valeur n'évoluera pas d'ici 2035.
- La consommation conventionnelle comprend également, outre la consommation actuelle des centres de calcul, les économies d'énergie réalisées en raison de la suppression des chauffages et des chauffe-eau électriques (cf. Scénario-cadre pour la planification du réseau électrique, chap. 5.1) par le passé.
- S'agissant de la future consommation conventionnelle, on part du principe qu'elle repose sur la valeur moyenne des hivers 2014/2015 à 2023/2024. Cette valeur s'établit à 29 495 GWh/hiver. S'y ajoutent, par rapport à 2023, comme point de départ pour la situation actuelle, les éventuels gains d'efficacité supplémentaires, la consommation des centres de calcul et la baisse de la consommation des chauffages électriques.
- Source : consommation finale Statistique suisse de l'électricité 2023, OFEN 2024, tab. 6a.
- Source : consommation des pompes à chaleur et électromobilité dans Statistique suisse de l'électricité 2023, OFEN 2024, tab. A-4 ou 21.

Efficience

- Les gains d'efficacité réalisés jusqu'à présent sont compris dans la consommation conventionnelle, conformément au chap. 5.1 du Scénario-cadre pour la planification du réseau électrique. De ce fait, des gains d'efficacité supplémentaires seront pris en compte uniquement par rapport à 2023 à l'avenir. Pour le scénario pessimiste, on part du principe qu'aucun gain d'efficacité supplémentaire ne permettra de réduire la consommation. Pour le scénario positif, des gains d'efficacité supplémentaires de 250 GWh/hiver, conformément au message de l'acte modificateur unique, sont appliqués.
- Du moment qu'ils ont été dégagés à l'aide de mesures, les éventuels gains d'efficacité supplémentaires indiqués dans le message de l'acte modificateur unique se maintiennent à l'avenir à 500 GWh par an et n'augmentent donc pas de 500 GWh supplémentaires chaque

²⁵ Cf. Bilan suisse de l'électricité – valeurs mensuelles: « Importations nettes = production nette - consommation du pays », « Production nette = production nationale – pompage d'accumulation », « Production nationale = centrales hydrauliques + nucléaires + therm. classiques et renouvelables » et « Consommation du pays = consommation class. + électromob. + PC + PtX + CSC + pertes »

année. Ils devraient être obtenus principalement dans le domaine de l'éclairage et des processus industriels.

- On a supposé que les gains d'efficacité étaient obtenus à 50 % pendant le semestre d'hiver, s'élevant à 250 GWh/hiver.

Centres de calcul

- La modélisation de la consommation des centres de calcul se base sur l'étude « Rechenzentren in der Schweiz – Stromverbrauch und Effizienzpotenzial » Centres de calcul en Suisse – consommation d'électricité et potentiel d'efficacité, (en allemand seulement), SuisseÉnergie, avril 2021.
- La consommation est calculée sur la base d'une croissance linéaire s'appuyant sur le document « Energy Consumption in Data Centres and Broadband Communication Networks in the EU », fig. 1, JRC, février 2024, sous [JRC Publications Repository - Energy Consumption in Data Centres and Broadband Communication Networks in the EU \(europa.eu\)](#).
- La faible croissance relevée dans l'étude SuisseÉnergie 2021 (2019 : 1,85 TWh, 2024 : 2,7 TWh) est reprise selon la méthode de la régression linéaire pour prédire la valeur du scénario pessimiste.
- La forte croissance relevée dans l'étude SuisseÉnergie 2021 (2019 : 2,37 TWh, 2024 : 3,5 TWh) est utilisée selon la méthode de la régression linéaire pour prédire la valeur du scénario optimiste.
- La part en hiver est estimée à 50 % de la consommation annuelle.

Abandon des chauffages électriques

- Les chauffages électriques regroupent les chauffages électriques à résistance pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude avec des installations ohmiques²⁶. L'évolution est modélisée à partir de la valeur initiale.
- La valeur initiale pour 2023 résulte de la consommation d'électricité pour le chauffage, corrigée des variations climatiques, et de la consommation finale d'eau chaude, corrigée des variations climatiques.
- Source de la valeur initiale liée à la consommation d'électricité aux fins de chauffage, corrigée des variations climatiques, et de la consommation finale d'eau chaude : « [Elektrizitätsverbrauch der Ohm'schen Widerstandsheizungen in den privaten Haushalten - Daten bis 2023](#) » (Consommation d'électricité des chauffages ohmiques dans les ménages, en allemand seulement), OFEN, octobre 2024, sous [Statistique de la consommation d'électricité des chauffages par résistance dans les ménages](#).
- La part d'énergie hivernale a été estimée à 55 % pour la production d'eau chaude et à 90 % pour le chauffage des locaux.
- Le scénario pessimiste s'inspire de l'évolution future résultant des hypothèses de l'AES sur les chauffages électriques dans l'étude [Avenir énergétique 2050](#) (AES, décembre 2022, fig. 70) en cas de suppression plus lente de ces chauffages électriques. Une interpolation linéaire est effectuée.
- Le scénario optimiste s'inspire quant à lui de l'évolution future résultant des hypothèses de PE 2050+ dans le document « [EP 2050+ Szenarienergebnisse Details Nachfragesektoren](#) » (PE 2050, résultats détaillés des scénarios dans les secteurs de la demande), fichier (-> « EP2050+_Detailergebnisse 2020-2060_Private Haushalte_alle Szenarien_2022-05-17.xlsx »-> Tableau 03-01 : « Entwicklung der Beheizungsstruktur im Gebäudebestand bezogen auf die EBF im Szenario ZERO Basis » (Structure de chauffage dans le parc immobilier par rapport à la SRE dans le scénario ZÉRO base) -> total des ménages privés -> électricité) – remplacement plus rapide des chauffages électriques.

²⁶ Cf. tableaux 12 et 14 dans « Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000–2021 » (La consommation énergétique des ménages de 2000 à 2021, en allemand seulement), OFEN, novembre 2022, sous <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWVW4uY2ZGUvcHVibGJlYX/Rpb24vZG93bmVxYWQvMTEwOTg=.html>

Électromobilité

- Par électromobilité, on entend les voitures de tourisme, les véhicules utilitaires légers et lourds, les bus et (en partie) les motos.
- Source pour la future consommation : étude EBP « Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2050 – Outlook 2024 », EBP, septembre 2024, valeurs relatives au besoin de charge issues de la fig. 10. Le scénario négatif s'inspire du cas de figure EBP ZÉRO-E. Le scénario positif repose sur la version BAU (Business as usual) d'EBP.
- La part hivernale, soit près de 59% de la consommation annuelle, est calculée à partir de la moyenne des cinq dernières années, car l'évolution de la consommation en lien avec l'électromobilité est rapide. De ce fait, seules les dernières années sont prises en compte pour l'évaluation de la situation actuelle.
- Source pour la part hivernale : GWh/a et GWh/hiver dans Statistique de l'électricité 2023, OFEN 2024, tab. 21.

Pompes à chaleur (PC)

- Source pour la future consommation d'électricité : conformément au « Scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique », OFEN, novembre 2022. Le scénario pessimiste repose sur le « scénario 2 ». Le scénario optimiste repose sur le « scénario 3 ».
- La part hivernale de la consommation d'électricité des PC est estimée à 78%.
- Source pour la part hivernale : informations issues du rapport du Groupement professionnel suisse pour les pompes à chaleur (FSP), GSP août 2024, chap. 5.1. D'après les mesures effectuées sur le terrain par l'Office fédéral de l'énergie OFEN dans le cadre d'une observation annuelle, les pompes à chaleur consomment l'essentiel de l'énergie dont elles ont besoin entre octobre et mars. Pour ces pompes à chaleur air-eau et saumure-eau, près de 78 % du besoin annuel en électricité est consommé pendant ces six mois. L'ElCom dispose du rapport FWS (confidentiel).

Pertes

- « Les pertes s'entendent entre la centrale et le point de livraison », il s'agit donc des pertes survenant pendant le transport, sur le réseau.
- La valeur moyenne des dix dernières années/des dix derniers hivers a été calculée.
- Source : « Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse », OFEN 2025, [lien](#).