



Capacité de production hivernale

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

Berne, le 28 juillet 2023

Résumé

Conformément à l'art. 22, al. 3, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'ECom doit surveiller la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme. Début 2020, dans le cadre du document de référence consacré aux conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée, l'ECom 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. Cette problématique s'est accentuée compte tenu de l'interruption des négociations avec l'UE portant sur un accord-cadre. En juin 2021, l'ECom a demandé au Conseil fédéral d'entamer des travaux préparatoires pour l'élaboration de mesures concrètes selon l'art. 9 LApEI. Par décision du 18 juin 2021, le Conseil fédéral a chargé l'ECom d'élaborer un « concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe ». Dans ce dernier, l'ECom recommandait de lancer un appel d'offres conforme aux règles de la concurrence pour des capacités de réserve allant jusqu'à 1000 mégawatts (MW) avec un horizon de réalisation à partir de 2025.

Depuis l'élaboration de ce concept ainsi que des analyses sur lesquelles il se basait en 2021, le contexte a encore évolué. La guerre en Ukraine et la réduction des flux de gaz de la Russie vers l'Europe qui en découle représentent un défi extraordinaire pour la sécurité énergétique européenne et suisse, et donc aussi pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, d'autant plus que les centrales à gaz jouent un rôle-clé pour l'approvisionnement lors des pics de demande. La criticité a augmenté en raison de la disponibilité particulièrement réduite des centrales nucléaires françaises. Pour l'hiver 2022/23, des mesures ont aussi été prises en vertu de la loi sur l'approvisionnement du pays, afin d'augmenter rapidement, dans d'éventuelles situations critiques, la capacité de production au moyen de centrales de réserve thermiques (à Birr, Monthey et Cornaux) et de groupes électrogènes de secours au bénéfice de contrats.

Outre les expériences tirées maintenant de la crise énergétique, il faut également tenir compte de prévisions différentes concernant les développements à moyen et long terme du marché de l'énergie et de l'électricité. Ainsi, dans le contexte d'une décarbonation accrue, il faut compter avec une croissance plus rapide de l'électromobilité et un développement accéléré des pompes à chaleur. D'autre part, le

développement des énergies renouvelables s'est également accéléré en Suisse et le Parlement a fixé des objectifs de développement plus élevés à moyen et long terme (lv. pa. Girod, et offensives solaire et éolienne). Par ailleurs, on peut actuellement partir du principe que la durée de vie des centrales nucléaires suisses (CN-CH) est de 60 ans (voire plus), ce que laissent également supposer les déclarations de leurs exploitants. Étant donné que la production des centrales nucléaires revêt une grande importance et que la durée d'exploitation de 60 ans est très probable, mais pas certaine, l'analyse de la capacité de production hivernale est complétée par un scénario de durée d'exploitation des centrales nucléaires de 50 ans.

Ce changement de contexte a incité l'EICom à compléter le document de référence sur la production hivernale, compte tenu des prévisions actualisées pour la consommation et l'augmentation attendue de la production. L'EICom a également profité de la modification des prévisions pour revoir sa recommandation concernant l'augmentation de la capacité de réserve à l'horizon 2025. Swissgrid a donc été chargée de calculer l'adéquation du système à l'horizon 2025 pour des scénarios de stress plus récents. Cette analyse stochastique tient également compte des risques ou des scénarios de stress accrus concernant la disponibilité de la production dans les pays voisins. Ces résultats sont présentés dans un rapport séparé, mais leur interprétation a été confrontée aux considérations du présent rapport, de sorte que les analyses sont utilisables de manière complémentaire.

L'analyse de la capacité de production hivernale faite dans le présent rapport montre que, outre une coopération limitée avec l'UE, la disponibilité des centrales nucléaires suisses reste le facteur de risque le plus pertinent à court, moyen et long terme. Dans quelle mesure et surtout selon quel calendrier l'augmentation prévue de l'éolien et du photovoltaïque (PV) pourra-t-elle compenser la consommation supplémentaire induite par la mobilité électrique et les pompes à chaleur ainsi que la mise à l'arrêt des centrales nucléaires ? L'incertitude demeure.

Sur le plan méthodologique, le présent document se concentre sur l'évolution de la demande en électricité ainsi que sur la capacité de production en hiver en Suisse avec pour horizons 2030 et 2035. En simplifiant quelque peu, des indicateurs pour la résilience du système d'approvisionnement suisse sont présentés sur la base de ces évolutions, étant indépendants des développements relevant de l'étranger (de toute façon difficilement prévisibles). À cette fin, deux indicateurs sont pris en compte dans l'analyse : d'une part, comme dans le dernier document de référence de l'EICom consacré à la production hivernale, le besoin d'importation pendant le semestre d'hiver, d'autre part, le nombre de jours pendant lesquels la Suisse pourrait s'approvisionner elle-même vers la fin de l'hiver (en mars) si temporairement les possibilités d'importation venaient à disparaître totalement en raison d'une situation d'approvisionnement tendue en Europe. C'est surtout ce second indicateur qui permet de tirer des conclusions sur la capacité de 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.

Dans les présentes analyses, l'EICom ne fait pas ses propres prévisions concernant l'évolution de la demande en électricité. Au contraire, elle se réfère à différentes études réalisées par des organismes reconnus, à partir desquelles il est possible de déduire des scénarios de demande différenciés. En ce qui concerne l'évolution de la production en Suisse, les sensibilités sont représentées d'une part sur la base de la durée d'exploitation des centrales nucléaires (50 versus 60 ans). D'autre part, des scénarios sont également envisagés pour le développement des énergies renouvelables. En cas d'évolution favorable, les objectifs de développement formulés au niveau politique sont atteints, voire dépassés dans le cas de l'éolien, si l'on se réfère à un concept sectoriel communiqué. Dans des scénarios plus agressifs, le développement reste en deçà de ces objectifs. Dans le pire des cas, on suppose que le développement se fera au même rythme que jusqu'à présent.

La fourchette des importations nettes possibles en hiver va d'environ 0 à environ 16 térawattheures (TWh), selon la combinaison de scénarios de demande et de développement en 2030. L'incertitude continue d'augmenter jusqu'en 2035, la fourchette allant même d'une exportation nette d'environ 3 TWh à une importation nette d'environ 22 TWh. Si l'on se base sur les 20 % de consommation nationale ou 5 TWh prévus lors des débats parlementaires sur l'acte modificateur unique comme

valeur de référence pour une dépendance raisonnable en matière d'importation, il faudrait alors s'assurer que l'approvisionnement puisse être garanti en cas de besoin durant les semestres d'hiver 2030 et 2035 avec au maximum 5 à environ 8 TWh d'importations. Avec cet objectif de résilience, le Parlement a renforcé la valeur indicative de 10 TWh avancée jusqu'à présent par l'EICom. Pour atteindre les objectifs définis par le Parlement, il faudrait, avec une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans et en fonction du scénario retenu pour l'évolution de la demande et le développement des énergies renouvelables, une capacité de production supplémentaire en Suisse de 0 à 1400 MW en 2030 et de 0 à 2100 MW en 2035. Si les centrales nucléaires devaient être hors service au bout de seulement 50 ans, la fourchette des besoins s'étendrait de zéro à 2600 MW en 2030, et de zéro à 4000 MW en 2035. Pour limiter la marge de fluctuation et dans la perspective de la sécurité de l'approvisionnement, l'EICom a calculé un scénario réticent aux risques. Pour un tel scénario avec une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans, la fourchette de capacité de production supplémentaire nécessaire peut être limitée de zéro à 600 MW pour 2030, et de 100 à 900 MW pour 2035.

L'analyse du nombre de jours de capacité d'autonomie en mars montre une image similaire. Fin 2022, cette capacité était d'environ 23 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. Le Conseil fédéral a également formulé une 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 positif de développement des énergies renouvelables (et avec une durée d'exploitation des CN-CH de 60 ans), dans une combinaison de scénarios avec une demande élevée et un développement défensif ou faible des énergies renouvelables il en résulte un besoin d'environ 300 à 1000 MW à partir de 2030, et de 400 à 1400 MW dès 2035.

Les deux analyses illustrent combien les prévisions sont incertaines. En raison de la probabilité croissante d'une indisponibilité substantielle de l'énergie nucléaire ainsi que des incertitudes considérables concernant les prévisions de croissance de la consommation, le développement des énergies renouvelables et les possibilités d'importation, l'EICom recommande toujours de prévoir une capacité de réserve. Les appels d'offres nécessaires à cet effet doivent être lancés sans tarder en tenant compte du temps de préparation requis. Sur la base des scénarios actualisés de la présente analyse de la capacité de production hivernale, l'EICom estime qu'une valeur cible pour une capacité de réserve thermique de 700 à 1400 MW de capacité de puissance continue en 2030 est adéquate. Sur la base des résultats et des enseignements tirés des calculs faits séparément pour l'adéquation du système à l'horizon 2025, l'EICom estime qu'une réserve d'au moins 400 MW est appropriée pour la période 2025-2030. 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. En outre, les importations et les exportations jouent un rôle important, tant pour des raisons économiques que pour la sécurité de l'approvisionnement. Les centrales de réserve ne seraient pas utilisées tant que de l'électricité d'origine renouvelable et nucléaire est disponible dans le pays ou que les importations sont possibles dans une mesure suffisante.

De telles centrales de réserve thermiques (exploitées au gaz ou au pétrole) pourraient être construites relativement rapidement (dans un délai de 5 à 10 ans), à moindres coûts d'investissement, et seraient disponibles sur le marché en aval. C'est précisément en raison des grandes incertitudes qu'il convient de procéder par étapes et de réévaluer en permanence les développements afin d'ajuster, au besoin, la constitution de réserves. Si plus aucune centrale nucléaire ne venait à être en service en Suisse en 2035, le besoin de réserve pourrait atteindre jusqu'à 4000 MW de capacité de puissance continue dans un scénario avec faible développement des énergies renouvelables. En revanche, si un développement rapide des énergies renouvelables se dessine, la réserve pourrait être maintenue à un niveau bas.

Table des matières

Résumé	1
1 Contexte	5
2 Approche saisonnière de la capacité de production hivernale	6
2.1 Méthode	6
2.2 Facteurs déterminants pour les besoins d'importations en hiver.....	7
2.3 Pondération des facteurs déterminants et des scénarios	9
2.4 Objectifs politiques concernant la valeur indicative des importations comme mesure de la résilience	10
2.5 Capacité de production requise sur la base d'une approche saisonnière	12
3 Jours présentant une capacité d'autonomie	13
3.1 Contexte	13
3.2 Méthode	13
3.3 Données et hypothèses	14
3.4 Scénarios et résultats.....	15
4 Conclusions de l'EICom	18
4.1 Recommandation de l'EICom.....	18
4.2 Mise en perspective des résultats dans le contexte de l'Adequacy Update 2025.....	20
5 Annexe Données concernant les facteurs déterminants	21

Liste des illustrations

Illustration 1 : Aperçu méthodologique (TWh/hiver).....	7
Illustration 2 : Besoin d'importation avec pondération de 0,3 avec une durée de vie ans des centrales nucléaires suisses de 50 et 60 (TWh/hiver).....	10
Illustration 3 : 20 % de la valeur moyenne de l'évolution de la consommation finale (TWh, importations nettes en hiver)	11
Illustration 4 : Dimensionnement des réserves (TWh/hiver)	12

Liste des tableaux

Tableau 1 : Facteurs déterminants pris en considération pour la production et la consommation.....	8
Tableau 2 : Ordre de grandeur des facteurs d'influence sur les besoins d'importation en hiver (TWh/hiver)	9
Tableau 3 : Avantages et inconvénients des prévisions individuelles de développement des facteurs déterminants	9
Tableau 4 : Avantages et inconvénients d'une pondération approximative pour le développement des facteurs déterminants.....	10
Tableau 5 : Propositions parlementaires pour des valeurs indicatives d'importation	11
Tableau 6 : Ordre de grandeur pour la capacité de production pendant le semestre d'hiver.....	12
Tableau 7 : Durée de la capacité d'autonomie ; nombre de jours	16
Tableau 8 : Fourchettes pour les capacités de réserve nécessaires.....	18
Tableau 9 : Recommandation concernant la trajectoire de développement de centrales de réserve à capacité de puissance permanente.....	20
Tableau 10 : Sources des données concernant les facteurs déterminants	21
Tableau 11 : Données prises en compte (TWh/hiver par rapport à 2021).....	22

Version	Date	Nom ou rôle	Commentaire
01	28.07.2023	EICom	Première version

1 Contexte

Début 2020, l'EICom a publié un document de référence sur la production hivernale¹ et s'est ainsi intéressée à la future sécurité de l'approvisionnement en raison de la mise hors service des centrales nucléaires suisses.

En 2021, les résultats de l'étude Frontier² ont montré qu'en l'absence d'un accord sur l'électricité, les capacités d'importation pourraient être restreintes si le critère minRAM³ venait à augmenter. Cette problématique s'est accentuée compte tenu de l'interruption des négociations avec l'UE portant sur un accord-cadre. En juin 2021, l'EICom a demandé au Conseil fédéral d'entamer des travaux préparatoires pour l'élaboration de mesures concrètes selon l'art. 9 LApEI. Par décision du 18 juin 2021, le Conseil fédéral a chargé l'EICom d'élaborer un concept relatif à des « centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe »⁴. Dans ce dernier, 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) avec un horizon de réalisation à partir de 2025.

Ces dernières années, le système électrique a également connu des changements et des évolutions notables : premièrement, du côté de la production, avec le développement accru du photovoltaïque, et du côté de la consommation, avec les prévisions améliorées concernant la mobilité électrique et l'utilisation croissante de pompes à chaleur. Deuxièmement, les deux derniers hivers ont montré qu'il faut prendre en considération d'autres facteurs de stress⁵.

En raison des risques accrus durant l'hiver 2022/23, diverses mesures ont été prises tant au niveau international qu'au niveau national. Outre les appels aux économies, des centrales au charbon (lignite) ont été remises en service, la mise hors service définitive des trois dernières centrales nucléaires en Allemagne a été reportée à avril 2023, les capacités de GNL ont été développées et diverses mesures visant à freiner la hausse des coûts ont été prises. En Suisse, en plus de la réserve hydroélectrique, des centrales thermiques de réserve (Birr, Cornaux et Monthey) ont été construites, des contrats pour une durée limitée ont été signés pour des groupes électrogènes de secours et des mesures d'exploitation sur le réseau de transport ont été mises en œuvre. Finalement influencé par la situation critique de l'approvisionnement, le Parlement a adopté divers projets visant à améliorer la production hivernale : la mise en œuvre de l'iv. pa. Girod permet de continuer à financer le développement des énergies renouvelables (ER), et les offensives solaire et éolienne visent à accélérer davantage l'augmentation de la production indigène, notamment en vue du semestre d'hiver.

En raison de ces évolutions, qui se poursuivent en partie actuellement, la capacité de production hivernale et les jours de capacité d'autonomie servent à mesurer la résilience. Cela permet de déterminer le niveau de sécurité de l'approvisionnement garanti à l'horizon 2035 ou les mesures supplémentaires que l'EICom juge nécessaires pour le garantir.

¹ Cf. [Conditions cadres pour assurer une production hivernale appropriée](#), EICom 2020

² Cf. Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU, rapport final Frontier Economics 2021 (uniquement en allemand avec résumé en français sous [Coopération CH-EU en matière d'électricité \[admin.ch\]](#))

³ L'hypothèse est que, pour respecter les prescriptions réglementaires de l'UE, les pays voisins réduisent les capacités transfrontalières avec la Suisse, étant donné que leurs échanges avec la Suisse ne doivent pas être pris en compte dans les 70 % de capacités minimales requises (minRAM) pour le commerce transfrontalier. Cf. également chap. 3.4.2, [Sécurité de l'approvisionnement en hiver : état des lieux des risques liés aux importations ; EICom juin 2021](#) et étude « Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU », Frontier, 2021

⁴ Cf. [Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe](#) - résumé du rapport à l'attention du Conseil fédéral, EICom 2021

⁵ Il s'agit notamment d'une situation de pénurie de gaz à l'échelle européenne en raison du conflit ukrainien ainsi que de la disponibilité substantiellement limitée et incertaine des centrales nucléaires françaises de manière temporaire en raison des problèmes constatés au niveau du système de refroidissement de secours du circuit primaire. Ces aspects sont abordés dans la mise à jour des calculs d'adéquation pour 2025, voir note de bas de page 21

2 Approche saisonnière de la capacité de production hivernale

2.1 Méthode

Le besoin structurel net d'importation pendant le semestre d'hiver constitue une valeur appropriée pour l'évaluation politique de la résilience de la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Le Parlement a formulé des exigences concrètes concernant les valeurs maximales d'importation (cf. chap. 2.4). Une résilience quelque peu réduite dans l'exploitation du réseau peut tout au plus être acceptée sur une courte phase, mais pas comme un déficit structurel sur une longue période.

Les importations nettes des hivers précédents (cf. illustration 1, moitié gauche) servent de base à cette approche. Ces importations varient assez fortement d'une année à l'autre, premièrement en raison des fluctuations naturelles de l'énergie hydraulique et de la disponibilité variable des centrales nucléaires suisses. Sur la base de ces fluctuations, une moyenne a été calculée sur 10 ans pour le point de départ. L'année de référence jusqu'à laquelle les valeurs réelles sont disponibles ou, à défaut, acceptables est 2021. À partir de 2022, les besoins d'importation pour le semestre d'hiver sont estimés.

D'un point de vue méthodologique, l'approche saisonnière se rattache directement à la méthodologie du document de référence de 2020 concernant la production hivernale⁶. Pour chaque semestre d'hiver (c'est-à-dire du 1^{er} octobre au 31 mars), des bilans futurs des consommations et de l'électricité produite sont d'abord établis en tenant compte des principaux facteurs déterminants. En partant de la valeur moyenne des importations nettes historiques et en tenant compte des bilans hivernaux futurs, on déduit les trajectoires de développement possibles des importations nettes par rapport à l'année 2021 pour la période allant jusqu'en 2035 (cf. illustration 1, moitié droite), et ce, une fois pour les cas d'un besoin d'importation minimal (ligne supérieure) et une fois pour les cas d'un besoin d'importation maximal (ligne inférieure). La période au-delà de 2035 n'est pas examinée, car les incertitudes y augmentent fortement et la fiabilité des indications concernant la sécurité de l'approvisionnement diminue en conséquence.

En ce qui concerne les hypothèses retenues pour les facteurs déterminants, l'EICOM ne fait pas ses propres prévisions. Au contraire elle se réfère, pour l'évolution de la demande, sur différentes études réalisées par des organismes reconnus et, pour le développement des énergies renouvelables, sur des objectifs formulés au niveau politique (pour la base de données, voir l'annexe au chapitre 5). À partir de cela, des scénarios en sont déduits ou combinés, ce qui donne une fourchette pour les prévisions d'importations hivernales de l'illustration 1. La fourchette est déterminée par tous les facteurs, mais de manière particulièrement marquée par les hypothèses avec des durées de vie des centrales nucléaires de 50 et 60 ans⁷ (voir annexe, chapitre 5).

⁶ Document de référence, [Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée](#), Évaluation de l'EICOM, février 2020

⁷ Dans le cas d'une durée d'exploitation de 50 ans, la centrale nucléaire de Beznau I aurait déjà été arrêtée en 2020, mais elle est en réalité toujours en service. Dans le cas du scénario à 50 ans, on suppose, pour simplifier, une fermeture au début de l'horizon d'analyse

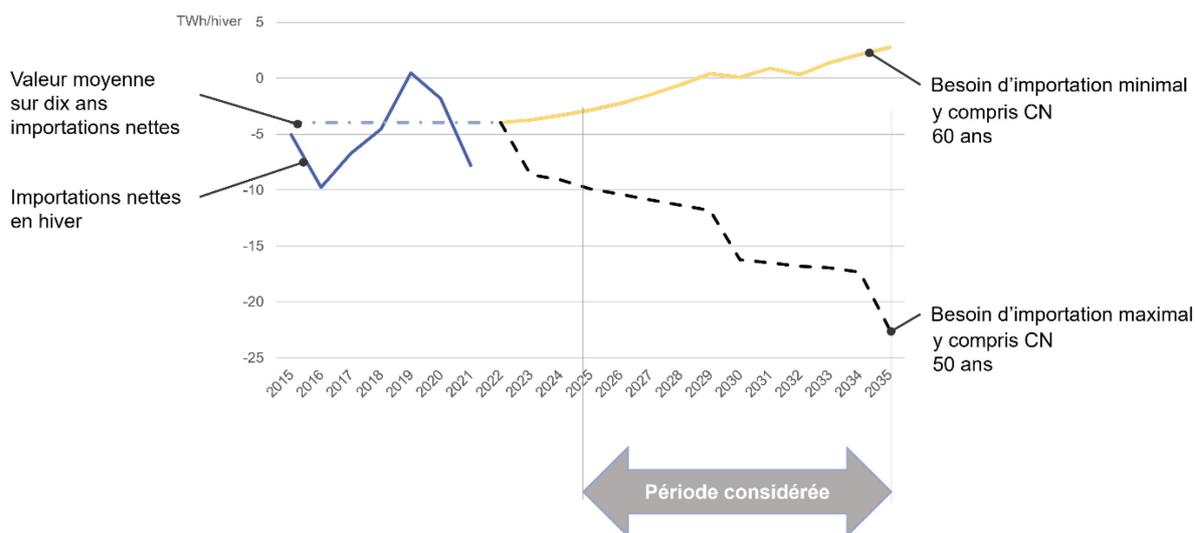


Illustration 1 : Aperçu méthodologique (TWh/hiver)

Le cas « besoin d'importation minimal » résulte des développements « les plus positifs » de tous les facteurs déterminants considérés du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement. Cela signifie par exemple un développement élevé pour le photovoltaïque, conformément aux objectifs politiques relevant de l'acte modificateur unique (35 TWh d'ER [énergies renouvelables] en 2035), et pour l'éolien un développement élevé au-delà des objectifs politiques sur la base du Plan d'action 2030 de l'énergie éolienne de Suisse Eole. En revanche, en matière de consommation, cela signifie par exemple pour l'électromobilité la croissance la plus faible prévue.

Le cas « besoin d'importation maximal » se base à l'inverse sur les développements « les plus négatifs » de tous les facteurs déterminants considérés. Pour le photovoltaïque, cela signifie un développement minimal, c'est-à-dire que l'augmentation estimée de 2022 (+950 MW) poursuit sur la même tendance à l'avenir. Dans le cas de l'électromobilité, cela signifie donc que l'on se base sur l'évolution maximale de la consommation prévue dans les études considérées.

D'une manière générale, il faut tenir compte du fait que les importations nettes pendant le semestre d'hiver varient fortement, comme le montre l'évolution des dernières années.

2.2 Facteurs déterminants pour les besoins d'importations en hiver

Par rapport au document de référence de 2020 consacré à la production hivernale, le nombre de facteurs déterminants considérés pour les besoins d'importations en hiver a été élargi en raison des évolutions mentionnées en introduction. Par ailleurs, les données ont été étayées, dans la mesure du possible, par des études récentes ou des hypothèses concernant l'évolution future (cf. annexe chap. 5).

Le présente les facteurs déterminants pris en considération :

Production	Consommation
Développement du photovoltaïque	Augmentation de l'électromobilité
Développement de l'éolien	Augmentation des pompes à chaleur
Développement de l'hydroélectrique	Abandon des chauffages électriques
Abandon de l'énergie nucléaire	Augmentation des mesures d'efficacité
Suppression des débits résiduels	Augmentation des pertes par pompage ⁸

Tableau 1 : Facteurs déterminants pris en considération pour la production et la consommation

Différents facteurs déterminants et développements n'ont pas été examinés plus en détail. Ainsi, l'influence sur la consommation supplémentaire induite par une décarbonation active (CCS & NET⁹) 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 2035¹⁰. La biomasse et la géothermie ne sont pas non plus intégrées, car aucune évolution majeure n'est prévisible d'ici 2035¹¹. Il en a été 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. L'analyse ne tient pas compte non plus du potentiel de production d'électricité supplémentaire par couplage chaleur-force. Certes, leur promotion fait actuellement l'objet de discussions, mais la mise en œuvre et le potentiel sont actuellement incertains et difficiles à pronostiquer. Du côté de la demande, des effets spécifiques liés au contexte de la numérisation, tels que la consommation des centres de données et des salles de serveurs, n'ont pas été analysés séparément. Leur impact sur la consommation d'électricité pourrait certes être significatif à long terme, mais on ne dispose pas encore de prévisions fiables à ce sujet. La croissance économique et démographique n'est certes pas considérée directement, mais elle apparaît dans les données de certaines études¹² et, dans cette mesure, elle est prise en compte au moins indirectement.

Le Tableau 2 présente l'ordre de grandeur des facteurs déterminants pris en considération. Y sont représentés tous les facteurs déterminants pour le cas de besoins d'importation minimal (ligne supérieure de l'illustration 1) et le cas de besoin d'importation maximal (ligne inférieure de l'illustration 1) : À noter que les valeurs indiquées pour le développement des ER, l'efficacité de la consommation et l'abandon des chauffages électriques réduisent les besoins d'importation en hiver, alors que les valeurs des autres facteurs les augmentent en conséquence.

⁸ Les pertes par pompage résultent d'inefficacités techniques, car il faut utiliser plus d'énergie pour le pompage que celle qui peut être récupérée par turbinage. Pour les pertes de pompage, on suppose dans le cadre de cette méthodologie qu'elles ont une influence négative sur la sécurité de l'approvisionnement en raison de l'augmentation de la consommation. En réalité, les centrales à pompage-turbinage ne sont utilisées que lorsque l'énergie est disponible en quantité suffisante (au moins temporairement) ou que l'importation est possible. En fournissant une puissance flexible supplémentaire, ces centrales contribuent donc aussi inversement à améliorer la sécurité de l'approvisionnement.

⁹ Le CCS et les NET sont des technologies qui captent et stockent le CO₂ provenant de sources fossiles ou lié à des processus directement sur des installations (Carbon Capture and Storage, CCS) ou qui retirent durablement le CO₂ de l'atmosphère (technologies d'émission négative, NET), voir aussi [Extraction et stockage du CO2 \(admin.ch\)](#)

¹⁰ Cf. également illustration 37 du rapport succinct concernant les PE2050+ 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](#)

¹¹ Cf. également illustration 21 du rapport succinct concernant les PE2050+ sous [Perspectives énergétiques 2050+. Tableaux et graphiques](#)

¹² notamment PE2050+, EBP, AES « Avenir énergétique 2050 »

Tableau 2 : Ordre de grandeur des facteurs d'influence sur les besoins d'importation en hiver (TWh/hiver)

Facteurs déterminants (TWh/hiver)	Cas « besoin d'importation minimal »		Cas « besoin d'importation maximal »	
	2030	2035	2030	2035
Développement du photovoltaïque	4.4	7.1	2.2	3.4
Développement de l'éolien	2.7	4	0	0
Développement de l'hydroélectrique	0	0.7	0	0.2
Mise hors service des CN-CH	1.4	2.8	6.6	11.2
Suppression des débits résiduels	0.2	0.3	0.4	0.5
Augmentation de l'électromobilité	1.2	2.8	3.8	6.6
Augmentation des pompes à chaleur	1	1.7	4.1	5.7
Abandon des chauffages électriques	0.7	2.4	0.6	2.1
Augmentation de l'efficacité	0.3	0.3	0	0
Augmentation des pertes par pompage	0.2	0.2	0.2	0.2

Les valeurs du tableau illustrent l'influence particulièrement importante de la production d'origine nucléaire sur les besoins d'importation en hiver. En outre, le développement du photovoltaïque et (avec une plus grande incertitude) de l'éolien ainsi que la consommation pour les pompes à chaleur et la mobilité électrique devraient présenter un potentiel important de différences par rapport à la situation actuelle, surtout à long terme. Les autres facteurs considérés (développement de l'hydroélectrique, suppression des débits résiduels et des chauffages électriques ainsi qu'efficacité, et augmentation des pertes par pompage) n'ont qu'un impact mineur jusqu'en 2035. Les sources et les informations sur les données des facteurs déterminants se trouvent en annexe au chapitre 5.

2.3 Pondération des facteurs déterminants et des scénarios

En partant du point où les deux lignes divergent selon l'illustration 1 et des facteurs d'influence considérés selon l'illustration 2, la question se pose de savoir comment pondérer et combiner les facteurs déterminants.

Deux approches ont été envisagées : premièrement, prévoir pour chaque facteur déterminant du chapitre 2.2 ou plusieurs évolutions (probables), mais individuelles. En combinant différemment les facteurs déterminants prévus individuellement, on a obtenu autant de scénarios que l'on veut pour les besoins d'importation nette futurs. Il faudrait également tenir compte des interactions possibles entre les différents facteurs. Un examen détaillé de tous les moteurs individuels montre que cette méthode peut fournir des scénarios très précis, à condition que les hypothèses soient correctement établies. Cette approche implique qu'il peut y avoir de nombreuses variations de modèles, ce qui relativise l'avantage des « scénarios précis ».

Tableau 3 : Avantages et inconvénients des prévisions individuelles de développement des facteurs déterminants

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> Précision (en particulier pour les périodes courtes) Diversité des scénarios 	<ul style="list-style-type: none"> Fausse impression de précision Grand nombre de scénarios possibles

Alternative : procéder à une pondération globale pour le développement des facteurs déterminants. La pondération globale a l'avantage de ne pas donner une fausse impression de précision et permet d'éviter de se perdre dans de multiples scénarios. Cette méthode permet d'adapter relativement facilement les paramètres.

Tableau 4 : Avantages et inconvénients d'une pondération approximative pour le développement des facteurs déterminants

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> Correspond, en matière de granularité, à l'approche retenue pour l'observation sur le semestre d'hiver Pas de fausse impression de précision 	<ul style="list-style-type: none"> Peut être perçu comme trop global au regard des facteurs déterminants individuels

Après avoir pesé les avantages et les inconvénients, une approche globale a été retenue pour la présente analyse, mais avec deux scénarios, l'un avec une durée de vie des centrales nucléaires suisses de 50 ans, l'autre avec une durée de 60 ans.

Le facteur de pondération globale des upsides de tous les autres facteurs déterminants du chapitre 2.2 a été fixé à 0,3 afin de représenter un scénario réticent aux risques au titre du principe de précaution, dans l'optique de la sécurité de l'approvisionnement. En simplifiant, cette pondération peut être interprétée comme suit : chaque facteur déterminant est réalisé à 30 %, pour les facteurs liés à la consommation, cette méthodologie signifie une réalisation à hauteur de 70 %. Avec par exemple le développement du photovoltaïque, cela correspond à une augmentation par rapport à 2021 de 2,8 TWh de production hivernale en 2030 et de 4,5 TWh en 2035. Dans le cas d'une évolution optimale, on prévoit en revanche une augmentation de la production hivernale de 4,4 TWh en 2030 et de 7,1 TWh en 2035. Le Tableau 11 en annexe fournit les valeurs pour tous les facteurs. Une réflexion sur les risques a conduit à choisir délibérément un facteur inférieur à la moyenne de 0,5, dans la perspective des incertitudes élevées en lien avec l'évolution future de la demande en électricité et surtout avec la réalisation des objectifs politiques de développement des énergies renouvelables. En fixant l'évolution des facteurs déterminants à 0,3, on obtient, en combinaison avec les durées d'exploitation des centrales nucléaires suisses fixées de manière binaire (50 ou 60 ans), un écartement des lignes plus étroit pour les besoins d'importation attendus.

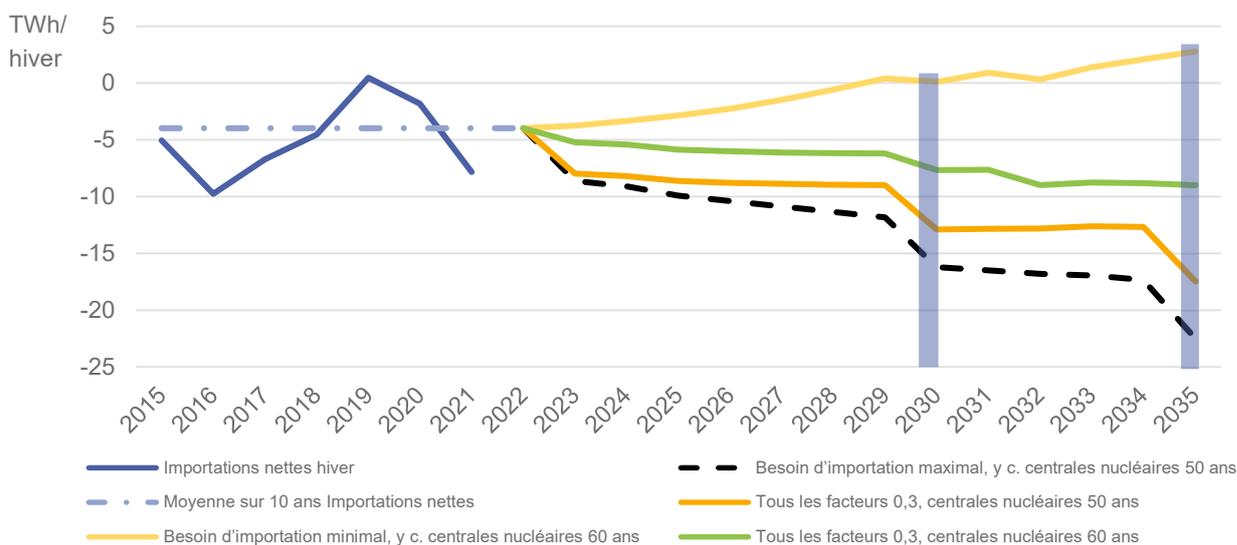


Illustration 2 : Besoin d'importation avec pondération de 0,3 avec une durée de vie ans des centrales nucléaires suisses de 50 et 60 (TWh/hiver)

2.4 Objectifs politiques concernant la valeur indicative des importations comme mesure de la résilience

En ce qui concerne les risques potentiels liés aux importations, l'EICOM s'est basée sur une réflexion sur les risques dans le document de référence 2020, en partant d'une valeur indicative de 10 TWh d'importations nettes pendant le semestre d'hiver.

En examinant l'acte modificateur unique lors de la session de printemps 2023, le Conseil national a formulé comme suit un « taux d'autosuffisance approprié » à l'art. 2, al. 2^{bis}, P-LEne : « La quantité nette d'électricité importée durant le semestre d'hiver ne doit pas dépasser la valeur indicative correspondant à 20 % de la consommation finale moyenne d'électricité sur trois ans ». En revanche, la CEATE du Conseil des États s'en tient actuellement à une valeur indicative plus restrictive de 5 TWh en vue de l'élimination des divergences : la formulation exacte de l'art. 2^{bis} est la suivante selon la version du Conseil des États : « La quantité nette d'électricité importée durant le semestre d'hiver ne doit pas dépasser la valeur indicative de 5 TWh. »

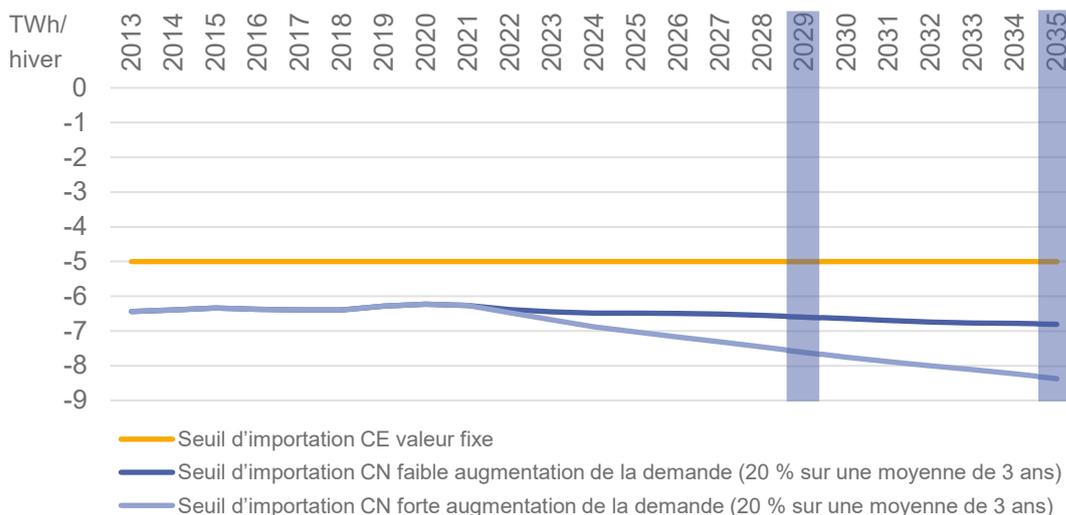


Illustration 3 : 20 % de la valeur moyenne de l'évolution de la consommation finale (TWh, importations nettes en hiver)

Les limites résultant de ces objectifs (cf. illustration 3) ont été formulées en tenant compte des facteurs déterminants côté consommation. Tout d'abord, en partant des valeurs de consommation de 2021, les évolutions possibles de la consommation ont été calculées avec les besoins d'importation minimaux et maximaux. Ensuite, conformément à la proposition du Conseil national, une valeur moyenne sur trois ans a été calculée et la part de 20 % a été indiquée (cf. Tableau 5).

De manière générale, on constate qu'une valeur indicative au sens de l'art. 2, al. 2^{bis}, LEn ne limiterait pas les importations sur le plan commercial ou physique, voire ne les interdirait pas. Le marché de l'électricité, y compris l'importation et l'exportation, n'est en aucun cas affecté par cette clause. Ce niveau d'importation peut plutôt être utilisé comme critère légal de résilience, sur lequel se base le dimensionnement d'une disponibilité de production adéquate dans le pays.

Tableau 5 : Propositions parlementaires pour des valeurs indicatives d'importation

Valeurs indicatives pour les importations durant le semestre d'hiver selon l'acte modificateur unique [TWh].	2030	2035
Seuil d'importation Conseil des États (CE)	5	5
Seuil d'importation Conseil national (CN) bas	6.6	6.8
Seuil d'importation Conseil national (CN) haut	7.8	8.4

2.5 Capacité de production requise sur la base d'une approche saisonnière

L'entonnoir plus étroit des scénarios pour les besoins d'importation est maintenant mis en relation avec la valeur indicative politiquement prescrite de 20 % de la consommation finale ou avec la limite globale de 5 TWh (cf. illustration suivante).

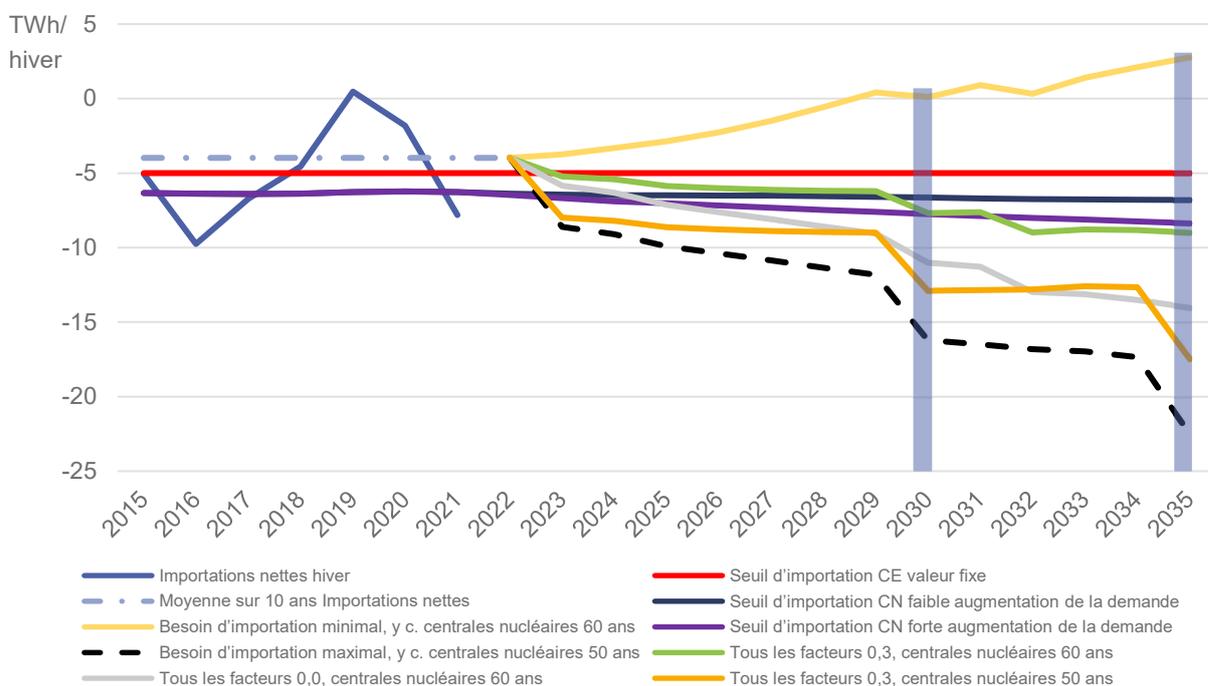


Illustration 4 : Dimensionnement des réserves (TWh/hiver)

On peut en déduire l'ordre de grandeur de la capacité de production supplémentaire nécessaire pendant le semestre d'hiver, qui peut garantir le respect des valeurs indicatives légales si nécessaire :

Tableau 6 : Ordre de grandeur pour la capacité de production pendant le semestre d'hiver

Capacité de production supplémentaire nécessaire [MW]	Pondération globale 0,3	2030	2035
Seuil d'importation CE (5 TWh)	CN-CH 60 ans	600	900
	CN-CH 50 ans	1800	2800
Seuil d'importation CN bas (6,6 / 6,8 TWh)	CN-CH 60 ans	200	500
	CN-CH 50 ans	1400	2400
Seuil d'importation CN haut (7,8 / 8,4 TWh)	CN-CH 60 ans	0	100
	CN-CH 50 ans	1200	2100

Selon cette approche, il est possible de justifier pour 2030 une fourchette de zéro à 1800 MW de capacité de production supplémentaire, qui serait conservée en réserve en dehors du marché, mais qui pourrait produire en plus en cas d'urgence. Pour 2035, la fourchette est de 100 à 2800 MW. Tant que des importations sont possibles et qu'aucune pénurie d'approvisionnement ne se profile, ces capacités des centrales ne seront pas utilisées sur le marché.

3 Jours présentant une capacité d'autonomie

3.1 Contexte

Autre possibilité d'évaluation de la résilience de la sécurité de l'approvisionnement pour la Suisse : 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 fin février environ), 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, p. ex. 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, p. ex. 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 attendue 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 23 jours sans aucune importation. Le Conseil fédéral a fixé à peu près la même valeur (22 jours) comme valeur cible pour la résilience de l'approvisionnement dans son message concernant l'acte modificateur unique¹³. L'approche déterministe permet cependant 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 variait 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 présentant une capacité d'autonomie attendus. 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 centrales de réserve, 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.

Cette analyse ne tient compte ni de la production ni de la consommation des centrales de pompage-turbinage. En partant du principe qu'en situation de pénurie, que les importations seraient effectivement impossibles et que la demande devrait être entièrement couverte par la production

¹³ Cf. 21.047 Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, de juin 2021, chap. 3.1.3.2, sous <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2021/1666/fr>

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, p. ex., 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, p. ex. à partir de début mars, est couverte par la production indigène, y compris l'énergie hydraulique, et sans ou avec des réserves :

$$\text{Jours présentant une capacité d'autonomie}^{14} = \frac{\text{niveau des stocks à un jour de référence}}{[\text{GWh}] / (\text{consommation} - \text{production} - \text{importations}) [\text{GWh/jour}]}$$

Si la capacité d'autonomie ainsi prévue et sans la réserve est inférieure à 22 jours, on calcule quelle capacité de réserve devrait être dimensionnée pour atteindre la valeur cible.¹⁵

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. 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 et de l'éolien s'inspirent ici des hypothèses du chapitre précédent consacré à l'approche saisonnière de la capacité de production hivernale¹⁶, étant toutefois adaptés au mois de mars. En complément, la présente analyse suppose un scénario supplémentaire avec un développement modéré ou « défensif » des énergies renouvelables. Un scénario de développement moyen du photovoltaïque est combiné avec un scénario de développement réduit de l'éolien (hypothèse : réalisation à 50 % de l'offensive éolienne)¹⁷. Ce n'est que dans les scénarios avec un développement élevé et défensif des énergies renouvelables que l'on suppose qu'une partie du développement du photovoltaïque relève du développement d'installations alpines aménagées en altitude.¹⁸

Dans la présente analyse, la production d'électricité est supposée correspondre aux valeurs attendues pour chaque technologie en mars, sur la base de données statistiques. Pour le niveau de remplissage des lacs d'accumulation, on ne se base pas sur la valeur moyenne, mais sur un niveau de remplissage

¹⁴ Le résultat est un quotient et est non linéaire, car en fonction des deux valeurs « consommation » et de la somme « production et importations », 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 « production et importations » est supérieure à la consommation ; dans ce cas, l'autonomie est assurée pour un nombre de jours quelconque.

¹⁵ 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 le contexte d'une part croissante d'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.

¹⁶ En ce qui concerne l'augmentation de la puissance du photovoltaïque, le scénario avec un faible développement des énergies renouvelables prévoit une puissance photovoltaïque supplémentaire de 7,6 GW et 12,4 GW, respectivement d'ici 2030 et 2035 par rapport à fin 2022, et le scénario de fort développement des énergies renouvelables prévoit une telle puissance supplémentaire, respectivement d'environ 14,7 GW et 25,3 GW. Dans le scénario de développement élevé des énergies renouvelables, la production éolienne durant le semestre d'hiver augmente en outre de 2,7 TWh d'ici 2030 et de 4 TWh d'ici 2035. Afin de simplifier la lecture, la production éolienne est répartie de la même manière sur les jours d'hiver. Les modifications de la production au fil de l'eau dues à des ajustements des débits résiduels sont exclues de cette analyse mensuelle en raison du manque de précision des prévisions.

¹⁷ L'hypothèse retenue est celle d'une puissance du photovoltaïque supplémentaire installée d'environ 12,2 GW d'ici 2030 et de 19 GW d'ici 2035 (dont 1,5 GW pour les installations dans les Alpes). Pour l'éolien, on part d'une augmentation de 300 MW d'ici 2030, ce qui correspond à la moitié des 600 MW de capacité visés dans l'offensive éolienne (22.461) ; on suppose alors que les installations éoliennes fonctionnent 2000 heures à pleine charge, 65 % de la production se faisant durant le semestre d'hiver.

¹⁸ À partir de 2030, 1,5 GW de la puissance photovoltaïque nouvellement installée concerne des installations situées en altitude dans les Alpes. 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 8,23 % pour les installations du Plateau).

minimal des dix dernières années. Le moment considéré est début mars, avec un niveau de remplissage d'environ 1500 GWh¹⁹. 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. Jusqu'en 2030, celle-ci sera toutefois considérée comme négligeable, alors qu'une augmentation d'environ 500 GWh a été supposée jusqu'en 2035.

3.4 Scénarios et résultats

La disponibilité des centrales nucléaires suisses revêt une importance particulière (cf. chapitre 2.2) ; elle a donc été combinée avec la croissance de la demande et l'extension de la production pour obtenir les scénarios suivants, calculés comme suit pour les années de référence « actuellement », 2030 et 2035 (en différenciant pour 2030, les scénarios sans Beznau I ou sans Beznau I/II ou sans Beznau I/II/Gösgen et pour 2035, les scénarios sans Beznau I/II ou sans Beznau I/II/Gösgen ou sans aucune centrale nucléaire).

¹⁹ 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 de mai 2023 : 8910 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.

Tableau 7 : Durée de la capacité d'autonomie ; nombre de jours

Capacité d'autonomie début mars	Sans réserve	Avec réserve		Réserve nécessaire
		1000 MW	2000 MW	
Valeur cible selon message	22			
Actuellement	23			
2030				
2030: sans Beznau I, faible croissance de la demande, développement important des ER	> 60			
2030: sans Beznau I, faible croissance de la demande, moindre développement des ER	25			
2030: sans Beznau I, forte croissance de la demande, développement important des ER	26			
2030: sans Beznau I, forte croissance de la demande, développement défensif des ER ²⁰	20	29		env. 300 MW
2030: sans Beznau I, forte croissance de la demande, moindre développement des ER	16	22		env. 1000 MW
2030: sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, développement important des ER	48			
2030: sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, moindre développement des ER	22			
2030: sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement important des ER	23			
2030: sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	18	25		env. 600 MW
2030: sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, moindre développement des ER	15	19	28	env. 1400 MW
2030: sans Beznau I/II & Gösgen, faible croissance de la demande, développement important des ER	29			
2030: sans Beznau I/II & Gösgen, faible croissance de la demande, moindre développement des ER	17	23		env. 900 MW
2030: sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, développement important des ER	17	24		env. 700 MW
2030: sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	14	19	27	env. 1500 MW
2030: sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, moindre développement des ER	12	15	20	env. 2300 MW
2035				
2035: sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, développement important des ER	> 60			
2035: sans Beznau I/II, faible croissance de la demande, moindre développement des ER	27			
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	19	27		env. 400 MW
2035: sans Beznau I/II, forte croissance de la demande, moindre développement des ER	15	19	27	env. 1400 MW
2035: sans Beznau I/II & Gösgen, faible croissance de la demande, développement important des ER	> 60			
2035: sans Beznau I/II & Gösgen, faible croissance de la demande, moindre développement des ER	20	28		env. 400 MW
2035: sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, développement important des ER	23			
2035: sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	15	20	28	env. 1300 MW
2035: sans Beznau I/II & Gösgen, forte croissance de la demande, moindre développement des ER	12	15	20	env. 2300 MW
2035: sans CN, faible croissance de la demande, développement important des ER	33			
2035: sans CN, faible croissance de la demande, moindre développement des ER	15	19	27	env. 1400 MW
2035: sans CN, forte croissance de la demande, développement important des ER	17	23		env. 900 MW
2035: sans CN, forte croissance de la demande, développement défensif des ER	12	15	19	env. 2400 MW
2035: sans CN, forte croissance de la demande, moindre développement des ER	10	12	15	env. 3400 MW

²⁰Développement défensif des énergies renouvelables (ER) = photovoltaïque moyen et éolien 50 % de l'« offensive éolienne »

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 (moindre développement des ER) 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 de développement défensif des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolien), accompagné d'une forte croissance simultanée de la demande, suppose la constitution de réserves ;
- En cas de besoin « d'importation maximal » (forte croissance de la demande, faible développement 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 Recommandation de l'EICOM

Concernant le dimensionnement de la réserve, le défi consiste à déterminer, malgré les grandes incertitudes, l'ordre de grandeur nécessaire du point de vue de l'approvisionnement et raisonnable du point de vue économique. L'objectif est de fournir une analyse aussi objective et transparente que possible, qui examine les besoins sous différents angles et fournit ainsi une base pour les décisions.

Toutes deux, l'approche saisonnière (chapitre 2) et la durée de la capacité d'autonomie (chapitre 3) fournissent tout d'abord des fourchettes relativement larges pour la capacité de réserve nécessaire en 2030 et 2035 :

Tableau 8 : Fourchettes pour les capacités de réserve nécessaires

Fourchettes pour la capacité de réserve (MW)	2030 Durée de vie CN 60 ans (sans Beznau I)	2030 Durée de vie CN 50 ans (sans Beznau I/II, Gösgen)	2035 Durée de vie CN 60 ans (sans Beznau I/II)	2035 Durée de vie CN 50 ans (sans CN)
Importation nette < 20 %, ou < 7,8/8,4 TWh (tous les scénarios)	0... 700 MW	0... 1900 MW	0... 1300 MW	0... 3200 MW
Importation nette < 20 %, ou < 6.6/6.8 TWh (tous les scénarios)	0... 1000 MW	0... 2200 MW	0... 1600 MW	0... 3600 MW
Importation nette < 5 TWh (tous les scénarios)	0... 1400 MW	0... 2600 MW	0... 2100 MW	200... 4000 MW
Importation nette tous les seuils (pondération 0,3)	0... 600 MW	1200... 1800 MW	100... 900 MW	2100... 2800 MW
Capacité d'autonomie ≥ 22 jours (tous les scénarios)	0... 1000 MW	0... 2300 MW	0... 1400 MW	0... 3400 MW
Capacité d'autonomie ≥ 22 jours (combinaison de scénarios développement défensif des ER/forte croissance de la demande)	env. 300 MW	env. 1500 MW	env. 400 MW	env. 2400 MW

Il est difficile de déterminer la « bonne » capacité de réserve à partir des larges fourchettes des besoins qui en résultent - selon la combinaison des scénarios de développement des énergies renouvelables et de l'évolution de la demande. Le fait est que les incertitudes sont grandes, notamment en ce qui concerne l'ampleur et surtout la vitesse du développement des énergies renouvelables et de la croissance de la consommation en Suisse ; on ne peut dès lors pas se contenter du cas « besoin d'importation minimal ». Dans une stratégie défensive, le dimensionnement des centrales de réserve se base d'abord sur un scénario qui suppose un développement faible ou défensif des énergies renouvelables ; à noter qu'un scénario de faible développement reprend le rythme de développement actuellement déjà élevé du photovoltaïque.

C'est précisément en raison de la grande incertitude quant aux développements futurs qu'une procédure par étapes est également judicieuse dans une certaine mesure. Si une nette accélération du développement des énergies renouvelables se dessine à court terme et que les objectifs politiques fixés sont ainsi atteints, la valeur cible du développement de la réserve pourrait également être réduite. À l'inverse, si une fermeture anticipée des centrales nucléaires devait se profiler, il serait peut-être nécessaire de relever la valeur cible. Une approche par étapes ne serait toutefois explicitement pas une stratégie d'attente. Ces dernières années ont montré que des indisponibilités de production peuvent survenir à court terme, de manière inattendue et dans des proportions jusqu'alors

inimaginables. Compte tenu du temps de préparation nécessaire pour mettre en place des capacités de réserve, la politique ne devrait pas spéculer sur le fait que des capacités de réserve éventuellement nécessaires puissent être mises en place à court terme, par exemple sur la base du droit d'urgence.

Indicateurs relatifs à la résilience et besoins en réserves qui en découlent - Interprétation

1. *Indicateur : approche saisonnière des importations nettes* : Si le développement des énergies renouvelables dans le pays devait être retardé ou si la demande en électricité devait augmenter de manière significative, la menace d'excédents d'importation croissants se profile pour l'hiver. Des centrales de réserve supplémentaires seraient alors capables de fournir l'énergie manquante pour respecter les valeurs indicatives d'importation. D'un point de vue purement mathématique, on suppose que celles-ci fonctionnent en continu dans certaines circonstances, afin de réduire les besoins d'importation nécessaires conformément aux objectifs définis au niveau politique. Mais dans la pratique, ces installations ne seraient pas mises en service tant que cela ne serait pas nécessaire du point de vue de l'approvisionnement ou tant que des importations seraient possibles à la place de leur production ; dans ce cas, leur exploitation ne serait pas non plus judicieuse du point de vue économique. Mais si une exploitation permanente était prévisible à long terme pour des raisons de stabilité du système, il faudrait également réévaluer leur mode d'exploitation en tant que stricte installation de réserve. Dans ce cas, un circuit de vapeur supplémentaire pourrait être ajouté en option afin d'augmenter le rendement d'une installation ou de réduire ses émissions. Une telle option devrait être prévue dans le cadre d'un appel d'offres pour des centrales de réserve.
2. *Indicateur : jours présentant une capacité d'autonomie* : Même avec la capacité de réserve déterminée dans ce cadre, les installations ne seraient utilisées que si cela était nécessaire du point de vue de l'approvisionnement - c'est-à-dire si les importations n'étaient pas disponibles ou pas en quantité suffisante pour couvrir la demande du pays. Les analyses de l'adéquation du système montrent qu'en Suisse, une telle situation d'approvisionnement critique se produirait le plus probablement à la fin de l'hiver. Avec un volume total de près de 9 TWh, les centrales hydroélectriques à accumulation (saisonnières) pourraient théoriquement couvrir actuellement environ un quart de la demande intérieure en hiver. Ce n'est que lorsque les centrales à accumulation sont en grande partie vidées qu'une situation de pénurie risque de se produire en raison du manque de possibilités d'importation. Des centrales de réserve pourraient pallier une telle pénurie jusqu'à ce que les importations soient à nouveau disponibles ou jusqu'à ce que la demande en électricité diminue avec la hausse des températures à la fin de l'hiver ou jusqu'à ce que la production des installations au fil de l'eau et photovoltaïques s'intensifie avec la fonte des neiges ou l'augmentation du rayonnement solaire. Les centrales de réserve utilisées dans ce contexte le seraient pendant plusieurs jours ou quelques semaines.

En raison de la probabilité croissante, due au vieillissement, d'une indisponibilité substantielle des centrales nucléaires suisses et dans le but de diversifier les risques, l'EICom recommande toujours d'augmenter la capacité de production durant le semestre d'hiver, même si la durée de vie des centrales nucléaires suisses peut actuellement être estimée à 60 ans ou plus.

Dans une analyse des risques basée sur les scénarios actualisés, les grandes incertitudes, les délais nécessaires, les distorsions potentielles du marché et les conséquences en termes de coûts, l'EICom estime qu'une valeur cible pour une capacité de réserve de 700 à 1400 MW en 2030 est adéquate. Les réserves déjà existantes peuvent être prises en compte, pour autant qu'elles soient encore disponibles en 2030. De telles capacités pourraient être dégagées par des centrales thermiques de réserve (exploitées au gaz ou au pétrole) avec des coûts d'investissement relativement faibles et, si nécessaire, équipées d'un circuit de vapeur dans une phase ultérieure sur les sites déjà autorisés (ce qui, en cas d'utilisation, augmenterait leur efficacité et réduirait leurs émissions). De par leur rôle de capacités de réserve, elles ne produiraient qu'en cas d'urgence, ce qui réduirait la distorsion du marché et l'impact sur l'objectif « zéro net ».

C'est précisément en raison des grandes incertitudes qu'il est judicieux de procéder par étapes et de réévaluer en permanence les évolutions afin d'ajuster, au besoin, la constitution de réserves. En se basant sur l'évaluation actuelle des risques, l'EICom prévoit maintenant un besoin inchangé de

capacité de réserve de 700 à 1400 MW pour 2035 également. En cas de mise hors service définitive des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt, les besoins en capacité de réserve pourraient augmenter, notamment si le développement des énergies renouvelables prend du retard.

À court terme, jusqu'en 2025, il convient de se référer aux conclusions détaillées sur le calcul probabiliste à l'horizon 2025 (cf. chapitre 4.2). La capacité de réserve d'au moins 400 MW recommandée à cet horizon est compatible avec les besoins supposés à moyen terme.

En résumé, l'EICom recommande, sur la base d'une évaluation des risques, la trajectoire de développement suivante pour les centrales de réserve :

Tableau 9 : Recommandation concernant la trajectoire de développement de centrales de réserve à capacité de puissance permanente

2025	2030/2035
Au moins 400 MW	700-1400 MW

C'est précisément en raison des grandes incertitudes qu'il convient de procéder par étapes et de réévaluer en permanence les évolutions afin d'ajuster, au besoin, la constitution de réserves.

Le dimensionnement des capacités de réserve nécessaires peut se faire plutôt en se référant à la limite inférieure, si l'on part du principe que de telles centrales peuvent déjà être utilisées de manière préventive en cas de pénurie annoncée - c'est-à-dire avant même que l'offre ne soit plus suffisante sur le marché. Les réserves des centrales seraient alors utilisées pour économiser la production des centrales à accumulation et l'énergie correspondante serait disponible ultérieurement comme réserve supplémentaire. Cela permet de réduire les coûts de stockage des réserves thermiques.

Mais cela comporte aussi des inconvénients : ainsi, il n'est pas possible de prévoir (suffisamment tôt) la nécessité d'une intervention préventive dans chaque situation. Le risque existe alors qu'il n'y ait pas assez de réserves au moment de la pénurie.

4.2 Mise en perspective des résultats dans le contexte de l'Adequacy Update 2025

En avril 2023, l'EICom a chargé Swissgrid de vérifier le calcul portant sur l'adéquation du système (System Adequacy) à l'horizon 2025 sur la base des données les plus récentes. Ces calculs sont publiés dans un rapport séparé.²¹ Les résultats de cette étude montrent que, pour les deux risques principaux actuels (disponibilité limitée des centrales nucléaires françaises et situation de pénurie de gaz à l'échelle européenne) dans un modèle probabiliste, il n'y a pas de risque d'énergie manquante (« Energy Not Served » ou ENS) dans 95 % de toutes les années climatiques retenues ; dans le pire des cas, quelques centaines de gigawattheures d'ENS apparaissent néanmoins. Combinée à une panne prolongée d'une ou plusieurs centrales nucléaires suisses, l'ENS augmenterait massivement. Pour éviter l'ENS dans le scénario de stress présenté, il faudrait 400 MW de puissance de réserve, qui pourraient toutefois être utilisés de manière préventive sept semaines avant la pénurie. Pour ramener un tel déploiement préventif à deux semaines, il faudrait 1000 MW. Sur la base des résultats et des enseignements tirés du calcul pour l'adéquation du système à l'horizon 2025, l'EICom estime qu'une réserve d'au moins 400 MW est appropriée pour la période 2025-2030.

²¹ Cf. actualisation des calculs pour la garantie de la sécurité de l'approvisionnement en 2025, rapport à l'attention du DETEC, EICom, juillet 2023

5 Annexe Données concernant les facteurs déterminants

Les sources suivantes ont été utilisées pour les facteurs déterminants.

Tableau 10 : Sources des données concernant les facteurs déterminants

Sources des données/liens	
Facteur déterminant Production	
Développement du photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Offensive solaire</u> art. 71a LENE • <u>Acte modificateur unique</u> art. 2, al. 2^{bis}, LENE
Développement de l'éolien	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Offensive éolienne</u> art. 71c LENE • <u>Plan d'action 2030</u> de l'énergie éolienne en Suisse, swisséole, 2022
Développement de l'hydroélectricité	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Production supplémentaire</u> art. 71b LENE • <u>Acte modificateur unique</u> art. 9^{bis}, al. 1, LApEI
Mise hors service des centrales nucléaires suisses	<ul style="list-style-type: none"> • <u>PE2050+</u> p. 22
Suppression des débits résiduels	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Rapport sur l'étude Pfammatter/Semadeni</u> « Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen: Stand und Ausblick », in "Wasser Energie Luft" - Heft 4, 110, 2018, cf. Bild 4 (uniquement en allemand avec résumé en français)
Facteur déterminant Consommation	
Augmentation de l'électromobilité	<ul style="list-style-type: none"> • <u>PE2050+ Résultats détaillés Transports</u> Tab 04-01, Évolution de la consommation d'énergie Route, somme d'électricité des catégories : pass. car, lcv, hgv, urban bus, motorcycle (uniquement en allemand) • <u>EBP</u> « Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2022 » Abb. 8, Szenarien BAU, Zero-E und Hydrogen Focus (uniquement en allemand) • <u>AES Avenir énergétique 2050</u> « L'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050, Synthèses des résultats et des bases », AES, déc. 2022, Fig. 70 Mobilité routière
Augmentation des pompes à chaleur	<ul style="list-style-type: none"> • <u>PE2050+ Résultats des scénarios</u> <u>Umwandlungssynthese</u> Tab. 01-01 • <u>Scénario-cadre 2030/2040</u> pour la planification du réseau électrique, OFEN, nov. 2022 Tab. 12 • <u>AES Avenir énergétique 2050</u> « L'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050, Synthèses des résultats et des bases », AES, déc. 2022, Fig. 70 • Roger Nordmann, Le plan solaire, Favre 2019
Abandon des chauffages électriques	<ul style="list-style-type: none"> • <u>PE2050+ Résultats des scénarios</u> <u>Private HH</u> Tab. 03-01 (uniquement en allemand) • <u>AES Avenir énergétique 2050</u> « L'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050, Synthèses des résultats et des bases », AES, déc. 2022, Fig. 70
Augmentation de l'efficacité	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Message</u> concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, juin 2021, chap. 3.1.6
Augmentation des pertes par pompage	<ul style="list-style-type: none"> • Cf. remarques et hypothèses

Les données relatives aux facteurs déterminants considérés se fondent sur des bases légales²², des objectifs politiques²³, des études scientifiques²⁴ et des hypothèses. Deux séries temporelles ont été formées à partir des données sources, chacune contenant le minimum ou le maximum des données sources pour chaque année. Ces deux séries constituent la base des cas concernant les besoins d'importation maximal et minimal. Le Tableau 11 ci-dessous montre, également dans le cas d'une pondération de 0,3, l'évolution des facteurs déterminants par rapport à 2021 et donc l'impact de chaque facteur sur les besoins d'importation.

Tableau 11 : Données prises en compte (TWh/hiver par rapport à 2021)

Facteurs déterminants	Cas « besoin d'importation minimal »		Cas facteurs déterminants pondérés avec 0,3		Cas « besoin d'importation maximal »	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Développement du photovoltaïque	4.4	7.1	2.8	4.5	2.2	3.4
Développement de l'éolien	2.7	4	0.8	1.2	0	0
Développement de l'hydroélectrique	0	0.7	0.0	0.4	0	0.2
Mise hors service des CN-CH	1.4	2.8	*	*	6.6	11.2
Suppression des débits résiduels	0.2	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5
Augmentation de l'électromobilité	1.2	2.8	3.1	5.5	3.8	6.6
Augmentation des pompes à chaleur	1	1.7	3.1	4.5	4.1	5.7
Abandon des chauffages électriques	0.7	2.4	0.7	2.2	0.6	2.1
Augmentation de l'efficacité	0.3	0.3	0.1	0.1	0	0
Augmentation des pertes par pompage	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

* Seuls les cas 50 ans et 60 ans ont été pris en compte dans les scénarios pour les CN-CH, c'est-à-dire que ces valeurs intermédiaires ne sont pas utilisées.

Remarques et hypothèses

Développement du photovoltaïque

- Sur la base d'une estimation de l'augmentation de la capacité en 2022, on suppose une augmentation minimale de 950 MW par an.
- L'estimation de l'augmentation de la production dans le cas d'un besoin d'importation minimal montre une trajectoire basée sur une augmentation de la production annuelle d'énergies renouvelables jusqu'en 2035 de 35 TWh. On suppose que l'augmentation est réalisée uniquement avec le photovoltaïque.
- 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.
- On considère que la part de la production hivernale est de 27 % de la production annuelle pour les installations en plaine, 38 % de la production annuelle pour les installations en haute montagne.

²² Art. 71a et 71b LEne

²³ Acte modificateur unique et message, offensive éolienne, scénario-cadre

²⁴ PE2050+, Pfammatter/Semadeni, EBP, AES Avenir énergétique

Développement de l'éolien

- L'augmentation n'a été que minimale au vu des cinq dernières années ; c'est pourquoi on suppose une augmentation annuelle de 0 MW pour le besoin d'importation maximal.
- Dans le cas d'un besoin d'importation minimal, on suppose, sur la base de l'offensive éolienne et du plan Eolien 2030, qu'une augmentation de 6 TWh de production annuelle est réalisable d'ici 2035.

Développement de l'hydroélectrique

- Conformément à la loi sur l'énergie, l'énergie hydraulique doit être augmentée d'environ 500 GWh d'ici 2035 par rapport à 2020 (36275 GWh). Les projets de la table ronde fournissent une production annuelle supplémentaire de 530 GWh. On suppose que l'ajout de 500 GWh sera opérationnel à partir de 2034, après 10 ans (autorisation et construction).
- Pour l'extension de la production de stockage supplémentaire selon l'art. 71b LEne, on suppose que l'extension sera en service à partir de 2033, 4 ans après l'autorisation et avec 5 ans de construction.
- Les projets de la table ronde prévoient la construction de nouveaux barrages ou le rehaussement de barrages existants. Cela devrait fournir à l'avenir une marge de sécurité supplémentaire.
- La réserve hydroélectrique serait également utilisée avant la fin avril si nécessaire ; c'est pourquoi elle n'est pas déduite séparément pendant le semestre d'hiver.

Mise hors service des CN-CH

- La loi ne limite pas la durée de vie des centrales nucléaires qui peuvent être exploitées tant que les exigences légales relatives à la sécurité sont remplies. C'est pourquoi, tout comme dans les Perspectives énergétiques 2050+, les hypothèses d'une durée de vie de 50 et 60 ans ont été retenues.
- Dans le cas d'une durée de 50 ans, on a supposé que Beznau 1 serait mise hors service en même temps que Beznau 2 en 2022 et qu'elle fonctionnerait donc pendant 52 ans.
- En raison des pannes parfois importantes au cours des dix dernières années, une disponibilité moyenne de 87 % en hiver a été prise pour référence.
- Les hypothèses suivantes ont été retenues pour l'arrêt après 50 ou 60 ans d'exploitation : Beznau I - 50 ans 03.2022, 60 ans 03.2030, Beznau II - 50 ans 03.2022, 60 ans 03.2032, Gösgen- 50 ans 03.2030, 60 ans 03.2040, Leibstad- 50 ans 03.2035, 60 ans 03.2045

Suppression des débits résiduels

- Les données des scénarios Sz1, Sz3 et Sz4 de l'étude ont été utilisées.

Augmentation de l'électromobilité

- Par électromobilité, on entend les voitures de tourisme, les véhicules utilitaires légers et lourds, les bus et (en partie) les motos.
- On suppose que la part hivernale (liée au chauffage des véhicules) représente 60 % de la consommation annuelle.

Augmentation des pompes à chaleur

- La valeur pour l'année 2022, tirée du document de l'AES Avenir énergétique 2050, a été corrigée, car elle est en contradiction avec la valeur réelle de 2021.

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 ohmiques²⁵.
- La part d'énergie hivernale a été estimée à 55 % pour la production d'eau chaude et à 90 % pour le chauffage des locaux.

Augmentation de l'efficacité

- Du moment qu'ils ont été dégagés à l'aide de mesures, les éventuels gains d'efficacité supplémentaires indiqués dans le message se maintiennent à l'avenir à 500 GWh par an et n'augmentent donc pas de 500 GWh supplémentaires chaque année.
- On a supposé que les gains d'efficacité relèvent à 50 % du semestre d'hiver.

Augmentation des pertes par pompage

- La consommation supplémentaire des pompes d'accumulation de Nant de Drance a été prise en compte.
- On a supposé 1000 heures de pompage à pleine charge en hiver et un rendement de 80 %.

²⁵ Cf. Tableaux 12 & 14 « Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000 bis 2021 », OFEN, novembre 2022 sous <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/statistiques-et-geodonnees/statistiques-de-lenergie/consommation-energetique-en-fonction-des-facteurs-determinants.html#kw-102626> (uniquement en allemand)