



Résumé

---

# **Adéquation du système électrique en 2030 (*EICom System Adequacy 2030*)**

## Étude sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2030

17 juin 2020

---



## 1. Introduction de l'EICom

En vertu de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'EICom surveille la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Si celle-ci est sérieusement compromise à moyen ou à long terme, elle soumet au Conseil fédéral des mesures au sens de l'art. 9 LApEI.

En raison de la situation particulière de l'approvisionnement au cours des semestres d'hiver 2015/2016 et 2016/2017, l'EICom a commencé en 2017 à effectuer des calculs probabilistes portant sur l'adéquation du système<sup>i</sup>. Sur la base des résultats de ces études pour 2020 (mise hors service de la centrale nucléaire de Mühleberg) et 2025 (mise hors service des centrales nucléaires allemandes malgré des congestions non éliminées sur le réseau allemand), l'EICom a conclu qu'il n'était pas nécessaire de proposer au Conseil fédéral des mesures au sens de l'art. 9 LApEI. Les résultats pour l'année 2025 ont toutefois révélé l'impossibilité d'exclure une éventuelle pénurie d'approvisionnement à la suite d'un malheureux concours de circonstances. La non-disponibilité croissante de la production contrôlable durant le semestre d'hiver et la poursuite de l'optimisation du couplage du marché basé sur les flux dans l'espace européen sont des facteurs de stress importants. Ils compromettent la capacité et la volonté d'exportation des pays voisins. L'EICom estime donc judicieux que le monde politique se fasse l'écho de la question de la sécurité d'approvisionnement à long terme<sup>ii</sup>. Pendant la pandémie de Covid-19, l'exemple des dispositifs médicaux a montré par ailleurs que la solidarité des pays voisins ne peut être considérée comme acquise quand ils sont eux-mêmes touchés par la crise.

Pour étayer le débat politique sur le degré d'autosuffisance, l'EICom a récemment publié un document de référence sur la production hivernale<sup>iii</sup>. Sur la base d'une évaluation des risques, elle estime nécessaire de développer la production hivernale indigène de 5 à 10 TWh d'ici 2035. Les prochaines révisions de la LApEI et de la loi sur l'énergie (LEne) sont l'occasion de mener un débat politique sur le degré approprié d'autosuffisance et d'améliorer le cas échéant les conditions-cadres pour augmenter la production hivernale.

En premier lieu au regard de l'évaluation des mesures potentielles au sens de l'art. 9 LApEI, l'EICom a par ailleurs décidé d'utiliser les données prévisionnelles relevées par ENTSO-E pour l'année 2030 et d'effectuer un calcul probabiliste pour cet horizon. La capacité d'importation disponible a été modélisée une nouvelle fois sur la base des NTC. Le présent rapport résume les résultats des calculs et les conclusions de l'EICom.

## 2. Modélisation et hypothèses

La présente étude s'appuie une nouvelle fois sur le modèle du *Mid-term Adequacy Forecast* (MAF) 2019 d'ENTSO-E et comprend plusieurs changements par rapport à la dernière étude, comme par exemple la modélisation des profils de charge de consommation en fonction des développements de la mobilité électrique et des pompes à chaleur enregistrés par ENTSO-E dans son relevé de données, ainsi que la disponibilité et la prise en compte de données hydrologiques détaillées. D'après les estimations de l'EICom, ce modèle est à la pointe des bonnes pratiques.

Un modèle probabiliste a l'avantage de permettre de se prononcer quantitativement sur l'ampleur et la

<sup>i</sup> L'adéquation du système suppose une adéquation également au niveau du réseau et de la production.

<sup>ii</sup> Motion 19.3004 de la CEATE-E : <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193004>

<sup>iii</sup> Cf. *Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée, évaluation de l'EICom*, 27 février 2020



fréquence d'éventuels problèmes d'approvisionnement, malgré plusieurs facteurs d'influence et les nombreuses combinaisons qui en découlent. La résolution élevée (données horaires de l'année hydrologique) permet de combiner le résultat d'une approche de la capacité avec celui d'un bilan énergétique. À l'inverse, il convient de noter que la résolution élevée du calcul, et donc des résultats, suggère une précision qui doit être relativisée compte tenu des simplifications techniques apportées au modèle (p. ex. modélisation de la force hydraulique) et de sa sensibilité élevée aux hypothèses qui le sous-tendent.

Afin d'analyser l'évolution future probable sous plusieurs angles, nous renvoyons en particulier au document de référence sur la production hivernale.

Comme la réalisation d'un calcul probabiliste nécessite beaucoup de temps et une grande puissance de calcul, seuls quatre scénarios ont été examinés.

En ce qui concerne le choix des scénarios, il est important de relever que ce ne sont finalement guère les risques connus qui devraient compromettre la sécurité d'approvisionnement, mais plutôt les risques inconnus. On rappellera par exemple la déconnexion du réseau d'interconnexion de l'Europe continentale en 2006. Ou le séisme dans le sud de la France en novembre 2019, qui a nécessité la substitution à grande échelle de près de 7000 MW d'électricité produite par les centrales nucléaires françaises (ce qui, à court terme, a mis le réseau suisse à rude épreuve). Ces incidents sont restés sans conséquences parce que le système disposait de réserves suffisantes. Mais en combinaison avec une autre situation de stress ou dans un système disposant de réserves insuffisantes, de tels incidents peuvent avoir un impact majeur. L'ElCom s'est attaquée au « problème des risques inconnus » dans l'étude en prévoyant des enchaînements de facteurs de stress peu probables dans les scénarios de stress.

L'étude a passé en revue 35 années climatiques (1982 à 2016). D'autres influences de l'évolution climatique plus récente n'ont pas été prises en compte, car il n'existe pour l'heure aucune méthodologie standardisée.

L'utilisation des centrales à accumulation a été modélisée sur la base de leur utilisation historique. Comme pour l'étude 2025, il a cependant été possible, pour les semaines où l'énergie était insuffisante, d'abandonner l'écart des niveaux de remplissage observé par le passé, permettant un soutirage plus important des centrales. Ce soutirage réduit la quantité d'énergie potentiellement manquante, sans toujours pouvoir la combler entièrement. Cela correspond plutôt à l'utilisation des centrales à accumulation à laquelle on pourrait s'attendre dans la réalité en raison de la flexibilité de la force hydraulique suisse.

Un point est important pour l'interprétation des résultats du modèle : des congestions aussi bien horizontales que verticales sont considérées dans les hypothèses concernant les capacités commerciales disponibles pour les fournitures transfrontalières (*Net Transfer Capacity*, NTC), mais aucune simulation du réseau n'est réalisée séparément.

Pour garantir la pertinence statistique, des tests de convergence ont été effectués pour chaque scénario afin de déterminer le nombre de simulations nécessaires. La marge d'erreur des résultats chiffrés est d'environ 5 % sur la base du nombre de simulations sélectionnées.



### Hypothèses pour l'approche probabiliste de 2030

Par rapport à l'étude 2025, les changements significatifs suivants ont été pris en compte pour 2030 : en ce qui concerne le scénario de base, la capacité disponible accrue dans l'énergie nucléaire en France<sup>iv</sup> a notamment de l'importance pour la production. Les derniers développements concernant la sortie du charbon en Allemagne ont été pris en considération (état : février 2020). En Italie également, la sortie du charbon doit être achevée d'ici 2030<sup>v</sup>.

Les capacités de transport transfrontalier sont une hypothèse centrale de l'étude. Pour le scénario de base, l'EICom part aussi de l'hypothèse que les NTC potentiellement disponibles sur le plan technique et énergétique diminueront d'ici 2030 en raison des conditions-cadres politiques.

Le lien entre politique et technique s'explique ainsi : la participation de la Suisse au couplage du marché basé sur les flux dépend de la conclusion d'un accord bilatéral. Faute d'un tel accord, les États voisins optimiseront de plus en plus leurs avantages communs aux dépens de la Suisse en vertu des dispositions réglementaires de l'UE. Étant donné que des flux non planifiés affectent des éléments critiques du réseau suisse, il reste ainsi potentiellement moins de capacité d'importation pour les fournitures à l'intérieur du pays. L'étude part de l'hypothèse qu'aucun accord sur l'électricité n'aura été conclu avec l'UE en 2030. Pour cette raison – comme l'étude 2025 –, elle suppose que seule la capacité d'importation proposée généralement à long terme (enchères mensuelles et annuelles) est disponible et que la Suisse ne dispose plus de capacités dans la mesure des enchères de la veille, mais à hauteur du tiers de la capacité.

Toutefois, il existe aussi des circonstances dans lesquelles des importations en Suisse sont favorisées par des flux non planifiés. Par exemple, lorsque la France importe depuis l'Allemagne, jusqu'à 30 % de cette électricité transite par la Suisse.

Dans la pratique, la capacité d'importation disponible est souvent limitée actuellement (et probablement également à l'avenir) par des congestions du réseau aussi bien en Suisse (p. ex. au niveau des transformateurs de couplage 380/220 kV) qu'à l'étranger (p. ex. congestions sur le réseau allemand en cas de forte production éolienne dans le nord). De plus, étant donné que les transits d'électricité à travers la Suisse surchargent les éléments critiques du réseau, seule une infime partie, soit 4 à 7 GW, de la capacité installée sur les lignes transfrontalières (28 GW thermiques) est exploitable. Cette réduction a déjà été prise en compte dans l'étude 2025. Le calendrier pour la suite de l'optimisation (potentiellement aux dépens de la Suisse) s'est précisé depuis :

- En premier lieu, le couplage du marché basé sur les flux est étendu géographiquement<sup>vi</sup> : jusqu'ici, les échanges d'énergie sont optimisés au niveau de la région centre ouest (FR, BE, NL, DE, AT, LU). Dans un proche avenir (vers 2021), ils devraient aussi être optimisés avec la région centre est (PL, CZ, SK, HU, SI, RO, HR). En raison de la situation centrale et du maillage serré de la frontière nord de la Suisse avec ces deux régions, le réseau suisse en est affecté.

<sup>iv</sup> Principalement en raison du report de l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % dans la production d'électricité française de 2025 à 2035, cf. point 3.3.3, *Plan national intégré énergie-climat de la France*, mars 2020, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr\\_final\\_necp\\_main\\_fr.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_fr.pdf)

<sup>v</sup> Cf. p. 8, *National energy and climate plan Italy*, déc. 2019, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_en.pdf)

<sup>vi</sup> Le *Flow Based Market Coupling* est étendu par la région centre ouest à la région CORE : <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/aktuelles/flow-based-market-coupling-bereit-zur-einfuehrung-in-der-core-region>



- En second lieu, les capacités commerciales transfrontalières disponibles sont augmentées par décret : le *Clean Energy Package* doit permettre d'augmenter considérablement les capacités commerciales transfrontalières disponibles dans l'espace européen par voie de règlement. Ces valeurs sont notamment pertinentes quand il n'est pas possible d'éliminer les congestions sur le réseau allemand, comme le supposent les scénarios de stress. La disponibilité des importations depuis l'Allemagne tend à des valeurs encore plus basses en cas de vent fort par rapport aux calculs pour l'année 2025.

L'évolution de la consommation dépend notamment aussi des facteurs d'influence politiques<sup>vii</sup>. C'est pourquoi ENTSO-E s'est mis, dans le cadre de la collecte des données des gestionnaires de réseau de transport, à relever également les hypothèses pour les éléments clés de la consommation. ENTSO-E utilise ces données pour établir de futurs profils de consommation spécifiques aux différents pays. La consommation totale de la Suisse à la base de cette étude (60,44 TWh) s'appuie sur les perspectives énergétiques suisses (état : 2013, scénario NPE) et comprend, via l'algorithme d'ENTSO-E, les caractéristiques de consommation des véhicules électriques (1,3 TWh/a) et des pompes à chaleur (2,6 TWh/a) en 2030.

Il est difficile d'estimer l'évolution du parc de centrales nucléaires françaises. C'est pourquoi les données françaises ont été reprises telles quelles de la base de données d'ENTSO-E. Cette valeur est nettement plus élevée (+ 6 GW) que les données concernant les capacités des CN françaises qui figurent dans l'étude 2025, issues de la même source. Cet écart important révèle que ces données (prévisions) sont soumises à de grandes incertitudes, d'une part pour la mise en service prévue de nouvelles installations, d'autre part pour l'arrêt définitif prévu (au niveau politique) d'installations existantes, et qu'il n'est pas possible de faire d'estimation fiable.

Les hypothèses et la conception des scénarios se fondent à dessein sur les hypothèses et les scénarios de la dernière étude 2025 afin de garantir la meilleure comparabilité et la meilleure continuité possible entre les deux études. La présente étude part toutefois de l'hypothèse qu'il faut estimer la durée d'exploitation prévue des centrales nucléaires suisses à 60 ans en raison des investissements consentis<sup>viii</sup>.

Les hypothèses choisies pour les quatre scénarios se présentent ainsi :

### Scénario de base 2030

- Sans accord sur l'électricité, mais avec des accords SOGL<sup>ix</sup> ;
- Capacité de transport pour les importations : extension du réseau suisse et européen conformément à la planification, couplage du marché basé sur les flux sans participation de la Suisse, NTC d'importation limitée à 6,27 GW au maximum au lieu de 7,5 GW au maximum aujourd'hui malgré l'extension du réseau ;

<sup>vii</sup> Comme le Conseil fédéral l'a expliqué en avril 2020 dans le *rapport explicatif relatif à la révision de la loi sur l'énergie (LEne)*, il faut s'attendre à une augmentation des besoins en électricité jusqu'à 50 % d'ici 2050 en cas d'adaptation du système énergétique suisse au nouvel objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050.

<sup>viii</sup> Estimation OFEN, voir la NZZ du 2.10.2019, « Warum der Bund die Kernkraftwerke länger laufen lassen will ».

<sup>ix</sup> On estime que même sans accords entre les gestionnaires de réseau de transport, il est possible de garantir un échange d'informations de nature opérationnelle. Cela ne permet ni d'éviter les flux de transit non planifiés, ni de garantir la prise en compte des échanges de la Suisse avec ses voisins selon la règle minRAM de 70% ou l'intégration de la Suisse dans les calculs de capacité (couplage du marché basé sur les flux) de l'UE. L'ECom part toutefois de l'hypothèse que près des deux tiers des NTC sont ainsi disponibles. Environ un tiers des NTC ne le sont pas en raison des limitations nécessaires pour une exploitation sûre du réseau. Dans le meilleur des cas, cette situation peut être atténuée par un accord technique sur la prise en compte de part et d'autre dans le calcul de capacité.



- Parc de centrales suisses avec CNB II, CNG, CNL en exploitation (centrale nucléaire de Beznau I pas en exploitation), puissance installée totale de la Suisse de 26,5 GW (dont 6,1 GW de solaire<sup>x</sup>, 0,1 GW d'éolien, 0 GW de géothermie, 0,6 GW d'autres énergies renouvelables) ;
- Production en France : puissance installée totale d'environ 180 GW ;
- Production en Allemagne : sortie du charbon et du nucléaire en Allemagne conformément à la planification (17 GW de charbon, 0 GW de CN), compensation (partielle) avec le développement du gaz d'après les données d'ENTSO-E, aucune prise en compte des différentes réserves (étant donné que celles-ci ne peuvent pas être commercialisées) ; puissance installée totale d'environ 270 GW ;
- Réalisation des lignes DC en Allemagne conformément à la planification ;
- Production en Italie : puissance installée totale d'environ 150 GW ;
- Production en Autriche : puissance installée totale d'environ 40 GW.

### **Scénario de stress 1-2030 : centrales nucléaires suisses et françaises limitées**

- Hypothèses de base similaires à celles du scénario de base 2030 ;
- Parc de centrales suisses : sans CNB II durant l'hiver (octobre à mars) en raison de restrictions techniques ;
- Production en France : 33 % de la capacité installée des centrales nucléaires n'est pas disponible en hiver (octobre à mars) en raison de restrictions techniques ;
- La réalisation des lignes DC en Allemagne prend du retard : c'est pourquoi les NTC d'importation de l'Allemagne vers la Suisse sont modélisées en fonction de l'éolien<sup>xi</sup> (0 à 1700MW) ;
- Aucune importation depuis l'Italie en janvier et février pour des raisons techniques liées au réseau.

### **Scénario de stress 2-2030 : sans centrales nucléaires suisses**

- Hypothèses de base similaires à celles du scénario de stress 1-2030 ;
- Parc de centrales suisses : sans les centrales nucléaires suisses durant l'hiver (octobre à mars) en raison de restrictions techniques.

### **Scénario de stress 3-2030 : arrêt d'une grande centrale hydroélectrique suisse et d'un élément central du réseau suisse**

- Hypothèses de base similaires à celles du scénario de stress 2-2030 ;
- Sans la Grande Dixence toute l'année ;
- Avec l'arrêt d'un élément central du réseau suisse pendant trois mois (déc., janv., févr.) ; c'est pourquoi les NTC d'importation de l'Allemagne vers la Suisse sont réduites pendant cette période à 900MW au maximum (au lieu de 1700 MW).

---

<sup>x</sup> S'agissant du développement du photovoltaïque, l'EICom suppose qu'il est possible de parvenir à une part hivernale de plus d'un tiers d'ici 2030 grâce à des incitations correspondantes visant une optimisation hivernale des installations photovoltaïques. Une étude de l'OFEN (*Studie Winterstrom Schweiz*, en allemand avec résumé en français, août 2019) conclut qu'une part de 36 % d'électricité hivernale est tout à fait possible en réalisant une production photovoltaïque de 30 TWh/an.

<sup>xi</sup> La dépendance à l'éolien résulte des charges de *redispatching* en Allemagne lors des périodes fortement ventées dans le nord. L'électricité produite alors dans le nord ne peut être acheminée vers le sud de l'Allemagne faute de lignes électriques suffisamment puissantes et il faut simultanément couvrir les besoins du sud en augmentant la production d'électricité dans le sud (*redispatching* au sein de l'Allemagne). Cela induit une réduction des capacités d'interconnexion (NTC) du sud de l'Allemagne vers l'étranger et donc aussi vers la Suisse, car les développements indiquent qu'un *redispatching* supplémentaire en Allemagne pour maintenir les exportations en direction de la Suisse n'est plus disponible comme par le passé.



Appréciation et critiques concernant l'approche probabiliste

Le modèle utilisé est détaillé et complexe, mais pas définitif. Les données sont combinées en résolution horaire pour de nombreux pays. Les résultats sont eux aussi horaires. Toutefois, la complexité élevée du modèle ne doit pas occulter le fait qu'il ne reflète la réalité des marchés que de manière simplifiée. Le modèle ne tient par exemple pas compte du fait que les informations ayant trait au marché ne sont pas exhaustives (p. ex. en réalité, les prix se différencient par marché et par termes). Par ailleurs, des décisions d'ordre politique (p. ex. découpage des zones de prix, recours au *redispatching* en faveur de l'exportation, politique suivie en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>) ainsi que l'évolution des prix de l'énergie considérée globalement (pétrole, gaz, charbon) apparaissent comme facteurs exogènes dans les valeurs sous-tendant les scénarios. Cela signifie que des paramètres fondamentaux pour la structure du marché ne sont pas pris en compte, ni comme variables, ni dans les scénarios. Les éventuels développements disruptifs, comme par exemple l'utilisation substantielle d'hydrogène pour la mobilité, ne sont pas reproduits en raison de la période relativement courte jusqu'en 2030.

Ces simplifications ne signifient pas forcément que le modèle surévalue ou sous-évalue systématiquement la situation. Certaines incertitudes pèsent aussi sur les hypothèses suivantes du modèle et font que ses résultats sont soit trop optimistes, soit trop pessimistes :

	Résultats trop	
	optimistes	pessimistes
Consommation d'électricité en Suisse <sup>vii</sup>	x	
Production photovoltaïque en Suisse avec une part hivernale de 35 % <sup>xii</sup>	x	
Disponibilité des pays voisins à exporter <sup>xiii</sup>	x	
Mises hors service supplémentaires <sup>xiv</sup> des centrales de base	x	
Information pleinement disponible pour une période d'une semaine	x	
Inélasticité du prix pour les consommateurs en Suisse		x
Élasticité du prix incomplète au niveau de l'offre <sup>xv</sup>		x
Non prise en compte des réserves étrangères		x

<sup>xii</sup> L'ECom part de l'hypothèse que les potentiels (cf. scénario AWS dans l'étude *Studie Winterstrom Schweiz*, OFEN, août 2019) sont presque réalisés par le biais d'incitations appropriées en faveur du développement futur du photovoltaïque indigène.

<sup>xiii</sup> Cette hypothèse est complexe et implique notamment que :

- les décisions de politique économique des pays voisins sont susceptibles d'avoir de sérieuses répercussions sur la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse ;
- des pics de prix (également importés) soient autorisés ;
- les acteurs au niveau politique, les autorités de régulation nationales et les GRT soient disposés à financer p. ex. aux plans national, régional ou européen, le recours aux réserves pour maintenir les exportations dont bénéficient d'autres pays.

<sup>xiv</sup> C'est-à-dire mises hors service pour des raisons d'ordre économique dépassant le cadre des non-disponibilités historiques des centrales de base dans les scénarios de stress.

<sup>xv</sup> Par exemple des générateurs de secours pourraient aussi produire lors de pics de prix très élevés.



### 3. Résultats chiffrés

Les résultats concernant les valeurs ENS<sup>xvi</sup> et LOLE en 2030 pour la Suisse se présentent ainsi :

Scénario	ENS Médiane	ENS Moyenne	ENS P95	LOLE Médiane	LOLE Moyenne	LOLE P95
	GWh	GWh	GWh	Heures	Heures	Heures
Scénario de base 2030	0	0	0	0	0	0
Scénario de stress 1-2030 centrales nucléaires suisses et françaises limitées	0	3	16	0	8	26
Scénario de stress 2-2030 sans centrales nucléaires suisses	44	74	267	401	317	639
Scénario de stress 3-2030 hydroélectrique suisse et réseau limités	74	116	317	422	554	1255

L'exactitude des résultats a été déterminée dans le calcul. La marge d'erreur des valeurs d'ENS est d'environ 5 % avec une probabilité de 95 %.

#### Scénario de base 2030

Les résultats chiffrés du scénario de base montrent que dans ce scénario probable et conformément aux calculs du modèle, il ne faut pas s'attendre à un problème d'approvisionnement. La moyenne de toutes les itérations indique aussi bien pour l'*Energy Not Supplied* (ENS, énergie non fournie) que pour la durée d'une congestion *Loss Of Load Expected* (LOLE, nombre d'heures ENS) des valeurs égales ou proches de zéro. Étant donné par ailleurs qu'aucune pénurie dans l'approvisionnement n'apparaît au niveau des valeurs P95<sup>xvii</sup> parmi plus de 2000 itérations, les résultats indiquent dans ce scénario une robustesse de base du système pour 2030.

Ces résultats sont-ils plausibles ? L'indication de deux hypothèses centrales pour le scénario de base 2030 est importante pour l'interprétation : d'une part, l'étude envisage une puissance nucléaire accrue en France par rapport à l'étude 2025. D'autre part, les centrales nucléaires suisses de Beznau 2 et de Gösgen sont encore raccordées au réseau en plus de celle de Leibstadt. Il en résulte notamment que dans ce scénario, des importations nettes de l'ordre de 2 TWh sont possibles durant le semestre d'hiver dans le cas P95.

#### Scénario de stress 1-2030 (centrales nucléaires suisses et françaises limitées)

Dans ce scénario, la valeur d'ENS est en moyenne de 3 GWh en Suisse. La valeur P95 de l'ENS (16 GWh) est cinq fois plus grande. À titre de comparaison, la Suisse consomme en hiver en moyenne près de 170 GWh par jour. Les valeurs LOLE évoluent entre 8 heures (moyenne) et 26 heures (P95). Ce scénario est important dans la mesure où, contrairement au scénario de base, il ne table plus sur une disponibilité élevée du parc de centrales françaises ni sur l'élimination dans les délais des congestions

<sup>xvi</sup> La quantité d'énergie manquante peut être mise en relation avec une consommation journalière typique en Suisse : l'hiver, la consommation journalière s'élève à près de 170 GWh.

<sup>xvii</sup> P95 : dans 95 % des itérations, le résultat est inférieur ou égal à la valeur indiquée et dans 5 % d'entre elles, il est supérieur à la valeur indiquée.





internes en Allemagne, grâce à l'extension en cours de réalisation du réseau de transport dans la direction nord-sud. La probabilité d'occurrence de ces hypothèses n'est pas négligeable. Il semble plausible dans ce scénario que les heures d'ENS augmentent.

Certes, les valeurs d'ENS calculées, à peine 16 GWh, ne sont plus voisines de zéro, néanmoins leur ordre de grandeur évolue toujours à un niveau qui devrait être gérable sans difficulté dans un contexte commercial (élasticité de la demande, maximalisation des importations par le biais du recours au *redispatching*). Ainsi, même dans ce scénario qui n'a rien d'in vraisemblable, il ne devrait guère y avoir de coupures.

### **Scénario de stress 2-2030 (sans centrales nucléaires suisses)**

Se référant au scénario de stress 1-2030 (centrales nucléaires suisses et françaises limitées), le scénario de stress 2-2030 part de l'hypothèse qu'en plus, les deux centrales nucléaires suisses de Gösgen et Leibstadt ne fonctionnent pas durant l'hiver. La valeur moyenne calculée pour l'ENS dans le scénario de stress 2-2030 se monte dans ce cas à 74 GWh, 317 heures avec ENS apparaissant en moyenne par année, principalement au premier trimestre. La valeur P95 de l'ENS s'élève dans ce scénario à 267 GWh, le percentile P95 révélant plus de 639 heures d'ENS.

Comparées notamment aux valeurs du scénario de stress 1-2030 (centrales nucléaires suisses et françaises limitées), ces valeurs paraissent plausibles. En cas de congestion dans le réseau allemand et de capacité d'exportation limitée de la France, le manque d'énergie de ruban d'origine suisse durant l'hiver entraîne un stress supplémentaire du système. L'impact élevé des deux centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt pour l'ENS (en comparaison avec le scénario de stress 1-2030) résulte de la production hivernale substantielle de ces deux centrales à hauteur de 8 TWh. La production hivernale manquante par rapport au scénario de stress 1-2030 peut être compensée dans une large mesure par des importations nettes qui augmentent à près de 11 à 13 TWh durant le semestre d'hiver ou sont compensées par de plus faibles exportations.

Le scénario de stress 2-2030 montre aussi les répercussions de l'hypothèse fondamentale – par rapport à 2025 – d'une production nucléaire accrue en France : par rapport aux calculs pour l'année 2025, il faut s'attendre à des valeurs d'ENS nettement plus faibles pour la France. Le déficit plus faible en France a pour effet que l'utilisation supérieure à la moyenne des centrales à accumulation présente un rendement nettement plus élevé pour la Suisse. En d'autres termes, l'utilisation des centrales à accumulation pour éviter des ENS ne se diffuse en grande partie pas vers la France. Dans un tel cas, une réserve stratégique en Suisse serait très efficace.

### **Scénario de stress 3-2030 (hydroélectrique suisse et réseau limités)**

Les résultats chiffrés du scénario de stress 3-2030 démontrent une augmentation de la pénurie d'approvisionnement de près d'un tiers par rapport au scénario de stress 2-2030 (sans centrales nucléaires suisses) et présupposent des quantités d'importations nettes de près de 12 à 15 TWh durant le semestre d'hiver. Cette hausse comparativement modérée des valeurs ENS/LOLE est plausible dans la mesure où la capacité d'exportation de la France est relativement élevée malgré des restrictions, en particulier par rapport aux scénarios pour 2025.



## Analyse de sensibilité : doublement du photovoltaïque dans le scénario de stress 3-2030

En raison du potentiel de développement et du faible impact sur l'environnement, la production photovoltaïque bénéficie d'un degré d'acceptation relativement élevé. Pour pouvoir déterminer la sensibilité aux problèmes d'approvisionnement identifiés en cas de développement soutenu de la production photovoltaïque en Suisse, le scénario de stress 3-2030 a aussi été calculé avec un doublement de la capacité photovoltaïque (près de 12 au lieu de 6 GW). Il a été admis qu'un stockage de l'excédent de production est possible dans un horizon d'une semaine grâce aux centrales à pompage-turbinage. Il apparaît que le doublement du photovoltaïque parvient à réduire les valeurs d'ENS dans le scénario de stress 3-2030 en moyenne de près de 30 % et, dans le cas P95, d'environ 15 %, alors que les quantités d'importations nettes durant le semestre d'hiver s'élèvent à près de 10 à 13 TWh. S'agissant de la sensibilité, cela veut dire que seuls près de 40 GWh d'ENS pourraient être évités sur les 6000 GWh d'origine photovoltaïque produits en moyenne en plus chaque année. Au regard de la faible part de production photovoltaïque l'hiver (env. un tiers) et de l'énergie qui n'est produite que pendant la journée, cela semble plausible. Des technologies supplémentaires sont nécessaires pour réduire encore le manque l'hiver, comme par exemple de nouvelles capacités de stockage saisonnières, mais l'étude n'a formulé aucune hypothèse en ce sens.

### 4. Comparaison avec des études similaires

Sur mandat de l'OFEN, l'EPFZ et l'Université de Bâle ont aussi analysé l'année 2030 dans une étude sur la modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse, *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*<sup>xviii</sup> (pour les années 2025 à 2040). L'EICom a décidé d'effectuer ses propres calculs sur la base de la modélisation applicable jusqu'ici. Et ce, en premier lieu, pour les raisons suivantes : d'une part, l'étude de l'OFEN se base sur une autre modélisation du réseau. Les flux transfrontaliers ne sont pas limités sur la base des valeurs NTC utilisées par les TSO. La reproduction du réseau intervient dans un modèle zonal dans lequel des régions statistiques sont constituées en fonction des priorités. D'autre part, le choix des scénarios et la prise en compte des facteurs de stress sont déterminants pour la pertinence des résultats. En raison de la complexité des modèles et compte tenu des différents paramètres de modélisation, il est nécessaire, pour l'interprétation des résultats, d'avoir défini les paramètres inclus dans le modèle.

Des études nationales ont été réalisées dans de nombreux pays. Une étude a par exemple été menée en Belgique pour les années 2020 à 2030<sup>xix</sup>, intégrant pour la première fois la modélisation du couplage du marché basé sur les flux pour la région centre ouest (2025). En Belgique, la nécessité de constituer des réserves dépend des résultats des études sur l'adéquation du système.

Le Forum pentalatéral de l'énergie (FPLE) a aussi réalisé une étude pour 2025<sup>xx</sup>. La Suisse peut y collaborer au développement de la méthodologie et aux calculs concrets.

À la suite de l'introduction des *Clean Energy Packages*, ENTSO-E est chargé de développer et de

<sup>xviii</sup> Cf. OFEN, *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*, rapport final, 31 janvier 2020

<sup>xix</sup> Cf. *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 – 2030*, août 2019, [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf)

<sup>xx</sup> Cf. *PLEF Generation Adequacy Assessment 2020*, <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/newsroom/newsfeed/2020/2020-PLEF-GAA-3-0-report.pdf>



coordonner les calculs existants sur l'adéquation du système (MAF<sup>xxi</sup>).

## 5. Conclusions de l'EICOM

D'emblée, on rappellera que l'évaluation de l'adéquation du système à l'horizon temporel 2030 comprend quelques incertitudes. Les résultats chiffrés reflètent avant tout les hypothèses sur lesquelles se basent les scénarios considérés.

### Conclusion :

Les résultats des approches d'adéquation pour 2030 permettent de conclure que l'adéquation du système dans les scénarios probables (scénario de base 2030 et scénario de stress 1-2030) peut être assurée par le marché. À noter toutefois que le scénario de base probable part précisément de l'hypothèse d'une disponibilité maximale de la production suisse et de l'énergie de ruban en France.

Étant donné que d'ici 2030, une partie supplémentaire de la production d'énergie de ruban sera hors service en Allemagne, l'importance de la disponibilité des productions françaises (et suisses) durant le semestre d'hiver continuera de progresser. La production contrôlable accrue en France apparaît comme la principale amélioration par rapport à la situation de 2025. Du fait de la plus faible probabilité de pénuries d'approvisionnement en France, le risque d'importer de telles pénuries en Suisse diminue également.

Les résultats des scénarios de stress pour 2030 indiquent également qu'on ne peut pas exclure l'apparition de situations avec ENS durant le semestre d'hiver en cas d'enchaînement de circonstances malheureuses. Dans de tels scénarios, certes peu probables, il serait déterminant de pouvoir activer dans une certaine mesure des réserves (à l'intérieur ou à l'extérieur du marché).

Globalement, les calculs pour 2030 montrent aussi que les résultats sont très sensibles aux hypothèses (développement de la production) et à la modélisation (gestion des centrales à accumulation). Les résultats chiffrés sont aussi bons que la qualité des hypothèses et de la modélisation. Au regard des hypothèses de départ, les problèmes d'approvisionnement sont le plus probables l'hiver, en particulier quand les deux grandes centrales nucléaires ne devraient pas être disponibles. Un système aussi central pour tous les domaines de la vie que l'approvisionnement en électricité ne devrait pas être exploité à ses limites dans la durée. Il apparaît donc urgent d'aborder la question de la mesure dans laquelle il est nécessaire de développer la production hivernale en Suisse, avec quelle technologie et selon quel horizon temporel.

---

<sup>xxi</sup> Cf. Entso-e « Mid-term Adequacy Forecast » <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>



### Mesures requises de l'avis de l'EICom :

Au vu de la situation actuelle et des résultats des scénarios les plus probables (scénario de base et scénario de stress 1), il n'est pas nécessaire selon l'EICom de prendre des mesures urgentes au sens de l'art. 9 LApEI. Pour se prémunir contre des pénuries d'approvisionnement à court terme, il semble opportun de s'attaquer aux travaux préparatoires pour constituer une réserve stratégique.

D'ici 2030, l'âge moyen du parc de centrales augmentera encore, tout comme la probabilité d'un arrêt imprévu des centrales nucléaires pour des raisons techniques ou économiques. Dans ce contexte, la question se pose fondamentalement de savoir dans quelle mesure il est nécessaire de tenir compte, pour les conditions-cadres permettant d'augmenter la production hivernale, d'un scénario dans lequel une ou les deux grandes centrales nucléaires ne sont déjà plus en exploitation à partir de 2030. À noter par ailleurs qu'il manquera près de 14 TWh<sup>xxii</sup> durant le semestre d'hiver à la suite de l'arrêt prévu des centrales nucléaires suisses à partir de 2035 (en fonction de leur durée d'exploitation) et que la probabilité d'occurrence des scénarios de stress 2 et 3 sera dès lors nettement accrue. De plus, il faut tenir compte du fait que la mise à disposition de capacités de remplacement substantielles en Suisse implique certains délais. Du point de vue de l'EICom, c'est avant tout une question d'évaluation des risques, qui nécessite en fin de compte une réponse politique. Étant donné qu'un système aussi central pour tous les domaines de la vie que l'approvisionnement en électricité ne devrait pas être exploité à ses limites dans la durée et au regard des délais nécessaires pour développer la production hivernale, l'EICom estime que les conclusions de son document de référence sur la production hivernale restent valables. Elle recommande, dans le cadre des prochaines révisions de la LApEI et de la LEne, de concrétiser les mesures suivantes :

1. l'inscription d'un objectif de développement juridiquement contraignant des capacités de production durant le semestre d'hiver d'au moins 5 TWh [fourchette de 5 à 10 TWh] d'ici 2035 et la mise en œuvre de mesures légales appropriées pour atteindre cet objectif ;
2. l'obligation, pour le Conseil fédéral, de procéder à des appels d'offres pour développer les capacités de production en Suisse sous forme de réserves s'il apparaît que l'objectif de développement prévu par la loi ne peut pas être atteint.

---

<sup>xxii</sup> Jusqu'à l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühleberg fin 2019, la puissance disponible des CN-CH s'élevait à près de 3300 MW durant le semestre d'hiver. Il en découlait par le passé une production hivernale des CN-CH de plus de 14 TWh. À la suite d'arrêts en partie de longue durée des CN-CH à partir de l'hiver 2015/16, la production hivernale a en partie considérablement diminué. (Voir aussi *Statistique suisse de l'électricité* 2018, tableau 6a).



## Glossaire

OFEN	Office fédéral de l'énergie
CN-CH	Centrales nucléaires suisses
DC	Courant continu
ENS	<i>Energy Not Served</i> (énergie non fournie)
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
CN-FR	Centrales nucléaires françaises
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
CNB	Centrale nucléaire de Beznau
CNG	Centrale nucléaire de Gösgen
CNL	Centrale nucléaire de Leibstadt
LOLE	<i>Loss Of Load Expectation</i> (nombre d'heures ENS)
minRAM	<i>Minimal Remaining Availability Margin</i>
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> (capacité de transport transfrontalier)
FPLE	Forum pentalatéral de l'énergie (B, D, NL, Luxembourg, F ; y c. A et CH)
PV	Photovoltaïque
P95	Indication concernant l'intervalle de confiance (quantile de 95 %)
SOGL	<i>System Operation Guideline</i> : règlement (UE) établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TWh	Térawattheure



**Date :** 17 juin 2020

**Lieu :** Berne

**Mandant :**

Commission fédérale de l'électricité ElCom  
Christoffelgasse 5  
CH-3003 Berne  
[www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)

**Mandataire :**

Swissgrid SA  
Bleichemattstrasse 31  
Case postale  
CH-5001 Aarau

**Auteur :**

Swissgrid

## Rapport final EICom System Adequacy 2030

### Synthèse

Le 5 octobre 2016, l'Union européenne (UE) a officiellement ratifié la Convention de Paris, ce qui oblige pour la première fois les 195 pays participants à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. La Suisse l'a ratifié le 6 octobre 2017. Le 28 août 2019, le Conseil fédéral a ainsi décidé de réduire les émissions de gaz à effet de serre du pays de sorte à avoir un bilan carbone neutre (objectif « émissions zéro ») d'ici 2050. Les voies de développement dans le secteur de l'électricité nécessaires à cette stratégie de décarbonisation seront bientôt identifiées dans les Perspectives énergétiques 2050 publiées par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Dans le contexte des Plans Nationaux Energie et Climat (PNEC) des États voisins de l'UE et du développement de la production d'énergie renouvelable en Suisse nécessaire pour atteindre l'objectif bilan carbone neutre, la question se pose de savoir si les capacités de production d'électricité disponibles continueront à être adéquates à l'avenir pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Bien que Swissgrid ne soit pas responsable de la fourniture d'énergie aux clients finaux, en tant que gestionnaire de réseau chargé de la maintenance, du développement et de l'exploitation du réseau suisse de transport d'électricité, l'entreprise a un rôle important à jouer pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Elle est responsable de la sécurité du système à court-terme et de l'adéquation du réseau de transport à moyen et long terme. Swissgrid n'est pas responsable de la construction et de l'exploitation des centrales ("Generation Adequacy"), néanmoins la disponibilité et les plans de développement des centrales jouent un rôle important pour garantir la sécurité de l'exploitation du réseau électrique à l'avenir. Grâce notamment à ses responsabilités dans le cadre de la planification stratégique du réseau et à sa coopération avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) européens, Swissgrid dispose des compétences méthodologiques nécessaires pour mener des études sur la sécurité d'approvisionnement en ligne avec l'état de l'art actuel et les meilleures pratiques au niveau des GRT en Europe.

Dans ce contexte, la Commission fédérale de l'électricité (EICom) a chargé Swissgrid d'analyser les scénarios d'"adéquation du système" spécifiés par l'EICom pour l'année 2030 en Suisse. L'analyse effectuée par Swissgrid vise à répondre à la question de savoir si la Suisse disposera à l'avenir de capacités de production et/ou d'import suffisantes pour garantir l'approvisionnement en électricité pour répondre à la demande à chaque instant. La contribution des capacités d'interconnexion avec les réseaux frontaliers sera également prise en compte. L'EICom a défini les lignes directrices pour la réalisation des analyses et la définition des scénarios.

### Méthodologie et scénarios

La méthodologie de la présente étude est analogue à l'étude d'adéquation pour 2025 réalisée par Swissgrid pour le compte de l'EICom en 2018 [1]. Elle est basée sur la méthodologie du Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019 de l'Association européenne des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO-E) [6]. Les hypothèses concernant le parc de production et la consommation sont tirées du scénario "National Trends 2030" du rapport 2020 du Plan décennal de développement du réseau (TYNDP) par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G.

L'étude analyse la situation de l'offre en 2030. Les hypothèses de consommation en Suisse en 2030, utilisées dans le "National Trends 2030", sont basées sur les hypothèses de la Stratégie énergétique 2050 (scénario "Nouvelle politique énergétique" [NPE]). L'analyse utilise des variables d'entrée dépendantes du climat telles que la production d'électricité à partir de sources renouvelables, la disponibilité en eau, la charge et des variables d'entrée indépendantes du climat telles que les arrêts imprévus des centrales électriques. Il les combine de manière aléatoire jusqu'à l'obtention d'un résultat statistiquement fiable. Chaque simulation consiste en une des 34 années hydrologiques disponibles pour les variables d'entrée dépendantes du climat et une combinaison de défaillances pour les arrêts inopinés des centrales électriques. Chaque année climatique est liée de manière aléatoire à l'une des 10 000 combinaisons de défaillance

possibles jusqu'à ce que les résultats convergent statistiquement. Le résultat le plus important d'une telle analyse est l'espérance de délestage prévu pour une période donnée. Les modifications des hypothèses par rapport au MAF 2019 de l'ENTSO-E concernent principalement les aspects suivants :

- » Réduction des capacités nettes de transfert (NTC) aux frontières suisses: Dans tous les scénarios, on suppose que la Suisse n'aura pas encore d'accord sur l'électricité avec l'UE en 2030 et qu'elle ne pourra donc pas participer au *Flow-Based Market Coupling* (mécanisme d'allocation implicite des capacités d'échanges frontalières basé sur les flux). En raison du développement dans l'ensemble des pays de l'UE du couplage des marchés basé sur les flux, l'infrastructure du réseau suisse sera probablement de plus en plus impactée et sollicitée par les échanges commerciaux d'électricité entre les États membres de l'UE. Afin d'éviter une charge excessive sur le réseau, Swissgrid peut être contraint de réduire les capacités d'échange (réduction de la NTC aux frontières). Par conséquent, elle disposera de moins de capacités de transport transfrontalier pour ses propres échanges avec les pays voisins.
- » Inclusion des goulets d'étranglement (congestions structurelles) internes verticaux et horizontaux: Les capacités frontalières entre l'Allemagne et la Suisse (DE→CH) sont réduites dans les scénarios de stress en raison des goulets d'étranglement internes en Allemagne. Selon la pratique actuelle, la NTC vers la Suisse est réduite par les GRT en cas de forte production éolienne en Allemagne afin de limiter le flux nord-sud à l'intérieur de l'Allemagne. Les valeurs de NTC résultantes se situent entre 0 et 1 700 MW et dépendent de l'année climatique choisie. Les scénarios de stress supposent que le développement des axes de transport nord-sud en Allemagne n'est pas encore terminé. Par conséquent, les réductions de NTC décrites restent nécessaires.
- » Capacité installée en Suisse: Contrairement aux hypothèses de "National Trends 2030", les centrales nucléaires de Beznau 2 et Gösgen sont en service en plus de celle de Leibstadt.
- » Ajustement de la modélisation des réserves de réglage: Conformément à la méthodologie du MAF 2019, la demande maximale possible d'énergie de réglage pour la puissance de réglage des centrales thermiques est ajoutée à la charge pour chaque pas horaire. La puissance de réglage des centrales hydroélectriques est déduite de la capacité de production disponible. La réserve de réglage moyenne de 869 MW en Suisse est considérée comme une capacité de production non disponible. En outre, le dimensionnement de l'énergie de réglage en Suisse suit les activations historiques, et l'énergie de réglage positive moyenne historiquement demandée de 400 GWh/a est déduite de la production de stockage disponible.

Le scénario de base pour le système électrique européen en 2030, qui est à la base de l'analyse et qui a été spécifié par l'EICom, est basé sur les scénarios de la stratégie énergétique 2050.

En ce qui concerne le réseau de transport en Suisse, l'analyse suppose que le réseau stratégique 2025 prévu par Swissgrid sera mis en œuvre en 2030 comme prévu. Il convient de noter que le dimensionnement du réseau de transport n'est pas basé sur des scénarios extrêmes (tels que les scénarios de stress spécifiés par l'EICom pour cette étude), mais sur le scénario de base.

Les indisponibilités aléatoires des centrales électriques sont modélisées sur la base de probabilités déterminées statistiquement. Trois scénarios de stress différents - également définis par l'EICom - prennent également en compte l'arrêt simultané de centrales nucléaires en France et en Suisse ainsi que l'arrêt d'autres installations de production en Suisse. À cela s'ajoute la perte des importations en provenance d'Italie pendant les mois de janvier et février. Les différentes situations de consommation prennent en compte les différentes années climatiques. Tous les scénarios supposent que les mécanismes du marché existants restent en place et que l'offre et la demande ne sont pas contrôlées de manière centralisée.



## Résultats

L'analyse de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse en 2030 permet de tirer les conclusions suivantes dans le cadre de cette étude:

- » La production disponible dans le scénario de base est suffisante pour assurer la sécurité d'approvisionnement sur tous les pas horaires. L'approvisionnement de la Suisse en production nationale et étrangère en 2030 est suffisant, à condition que les échanges d'électricité en Europe fonctionnent et qu'un soutien mutuel transfrontalier soit assuré en cas de pénurie nationale.
- » Le scénario de stress 1 (S1-2030) suppose que les centrales nucléaires d'une puissance installée de 19,4 GW en France et de 365 MW en Suisse tomberont en panne pendant 6 mois au cours de la période hivernale (octobre à mars). Dans ce scénario, les importations en provenance d'Italie cessent également en janvier et février, ce qui entraîne une situation de pénurie avec des prix élevés en conséquence. On suppose que les opérateurs des centrales hydroélectriques réagissent au marché de manière rationnelle et produisent plus dans ces périodes critiques en raison des prix élevés du marché que ce qui a été observé historiquement. Dans ce scénario de stress, la modification de la production de stockage élimine presque complètement les périodes de défaillance de l'approvisionnement en Suisse.
- » Dans le scénario de stress 2 (S2-2030), dans lequel, en plus des restrictions du scénario de stress 1, la totalité de la capacité nucléaire installée suisse est défaillante, les importations et la modification de la production des centrales hydroélectriques ne peuvent pas éliminer la situation de pénurie, en particulier au cours des mois de janvier et février. Cela entraîne d'importantes périodes de défaillance en Suisse.
- » Une image similaire se dégage du scénario de stress 3 (S3-2030), lorsque, en plus des spécifications du scénario de stress 2, une importante installation suisse de stockage annuel est indisponible pendant une période plus longue. Dans ce scénario de stress, l'état de défaillance en Suisse s'aggrave encore.
- » Le scénario de stress 3-PV (S3PV-2030) est une variante du scénario de stress 3, dans lequel la capacité photovoltaïque installée est doublée, passant de 6 GW à 12 GW. Le doublement de la capacité photovoltaïque réduit la défaillance en sécurité d'approvisionnement, mais ne peut l'éliminer complètement.

## Autres aspects importants pour la classification des résultats

- » L'évaluation actuelle du risque de sécurité d'approvisionnement est plutôt prudente car les réserves de réglage des GRT ne sont pas utilisées pour couvrir la charge. On suppose plutôt, comme dans les calculs de l'ENTSO-E, que les réserves de réglage (puissance et énergie) ne sont pas disponibles. En réalité, en cas de pénurie imminente, au moins une partie de cette production réservée serait sollicitée dans des situations de pénurie, même si ces réserves ne sont en fait destinées en principe qu'à compenser les fluctuations de fréquence et les arrêts imprévus des centrales électriques.
- » Les réserves stratégiques prévues en Allemagne et en Belgique ne sont délibérément pas prises en compte dans le modèle. Il faut en tenir compte dans l'interprétation des résultats.
- » Les analyses présentées ici couvrent "uniquement" les situations qui représentent des données climatiques historiques sur la température, le vent et la disponibilité de l'eau. Les situations extrêmes telles que les sécheresses à grande échelle, les événements catastrophiques/terroristes, les vagues de chaleur/froid du siècle (s'ils ne sont pas déjà inclus dans les données climatiques pour 1983-2016) ou des

combinaisons de phénomènes météorologiques particuliers non observés auparavant ne sont pas considérés non plus.

- » Ne sont pas inclus dans les analyses les interruptions d'approvisionnement pour des raisons autres qu'une pénurie (à long terme) de capacité ou d'énergie : par exemple, une défaillance du réseau de transport ou de distribution (avalanche, problèmes de fréquence dus à des erreurs de prévision du vent, défaillance permanente de grandes centrales électriques non explicitement prises en compte dans les scénarios) n'est pas prise en compte.
- » La plupart des pays sont modélisés comme une seule zone de marché. Étant donné que les capacités du réseau transfrontalier dans les analyses sont basées sur les NTC, les goulets d'étranglement nationaux internes sont implicitement inclus dans les valeurs NTC respectives. A ce titre, les goulets d'étranglement internes à l'Allemagne sont pris en compte par la réduction du NTC à la frontière entre l'Allemagne et la Suisse.

Dans les calculs effectués relatifs au scénario de base, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse ne semble pas menacée pour les raisons suivantes :

- » Les développements d'infrastructures de transport qui ont déjà été réalisées ou qui le seront d'ici 2030 selon la planification actuelle assurent les capacités d'import.
- » L'abandon progressif de l'énergie nucléaire en Suisse en 2030 n'est que partiellement achevée. Les centrales nucléaires de Beznau 2, Gösgen et Leibstadt sont toujours connectées au réseau.
- » Le parc de centrales hydroélectriques, qui constitue une composante importante de l'approvisionnement en électricité de la Suisse, reste entièrement disponible.
- » L'essor des énergies renouvelables en Suisse et à l'étranger continue de progresser.