



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Séction Réseaux

Rapport du 27. Octobre 2017

Modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse

Résumé



Date : 27.10.2017

Lieu : Berne

Mandant : Office fédéral de l'énergie OFEN, 3003 Berne

Editeur / auteur : Office fédéral de l'énergie OFEN, 3003 Berne

Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, Adresse postale : 3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch



1 Contexte

L'étude «Modellierung der System Adequacy¹ in der Schweiz im Bereich Strom» (modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse) a été réalisée par les centres de recherche «Réseaux énergétiques» de l'École polytechnique fédérale (EPF) de Zurich et «Approvisionnement durable en énergie et en eau» de l'Université de Bâle, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Elle analyse la sécurité d'approvisionnement à long terme (de 2017 à 2035) de la Suisse en tenant compte des décisions du Conseil fédéral, du Parlement et du peuple dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique énergétique des pays voisins.

Le présent résumé expose l'objectif, la méthodologie et les scénarios étudiés (chap. 2), les résultats (chap. 3), en marge le besoin en stockage (chap. 4) ainsi que les conclusions (chap. 5).

2 Objectif, méthodologie et scénarios

L'étude visait à analyser la future sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en considérant le marché européen correspondant. Pour ce faire, plusieurs évolutions possibles du marché ont été examinées à travers 26 scénarios, sur la base de la Stratégie énergétique 2050, ainsi que différentes situations extrêmes.

Chaque scénario correspond à une configuration précise de l'offre et de la demande. Ces configurations découlent principalement des scénarios politiques connus de l'Union européenne (UE) et de la stratégie énergétique de la Confédération. Elles ont également permis de définir des scénarios extrêmes (comme indiqué au chap. 3.2). Étant donné que les conditions météorologiques, notamment, influent sur l'offre et la demande, plusieurs situations ont été prises en compte dans chaque scénario.

2.1 Description des scénarios

Dans un premier temps, les variantes d'offre d'électricité (C², C&E³, E⁴) et de demande (PPA⁵, PCF⁶, NPE⁷) ont été définies et combinées en s'appuyant sur la Stratégie énergétique 2050.

Les pays voisins sont présentés conformément aux scénarios de référence 2016 de l'UE, qui ont été publiés par la Commission européenne. Celle-ci table sur une sortie du nucléaire d'ici 2025 en Allemagne, sur un léger recul du nucléaire en France jusqu'en 2035 et sur une forte diminution des centrales thermiques en Italie d'ici 2035. La baisse de ces deux principales capacités de production est compensée par le développement de l'électricité issue des énergies renouvelables.

Les illustrations 1 et 2 présentent les combinaisons de variantes utilisées (scénarios de base).

¹ Sécurité d'approvisionnement basée sur une capacité de production et de transport adéquate

² C: fossile centralisée

³ C&E: fossile centralisée et renouvelable

⁴ E: renouvelable et importations

⁵ PPA: poursuite de la politique actuelle

⁶ PCF: mesures politiques du Conseil fédéral

⁷ NPE: nouvelle politique énergétique

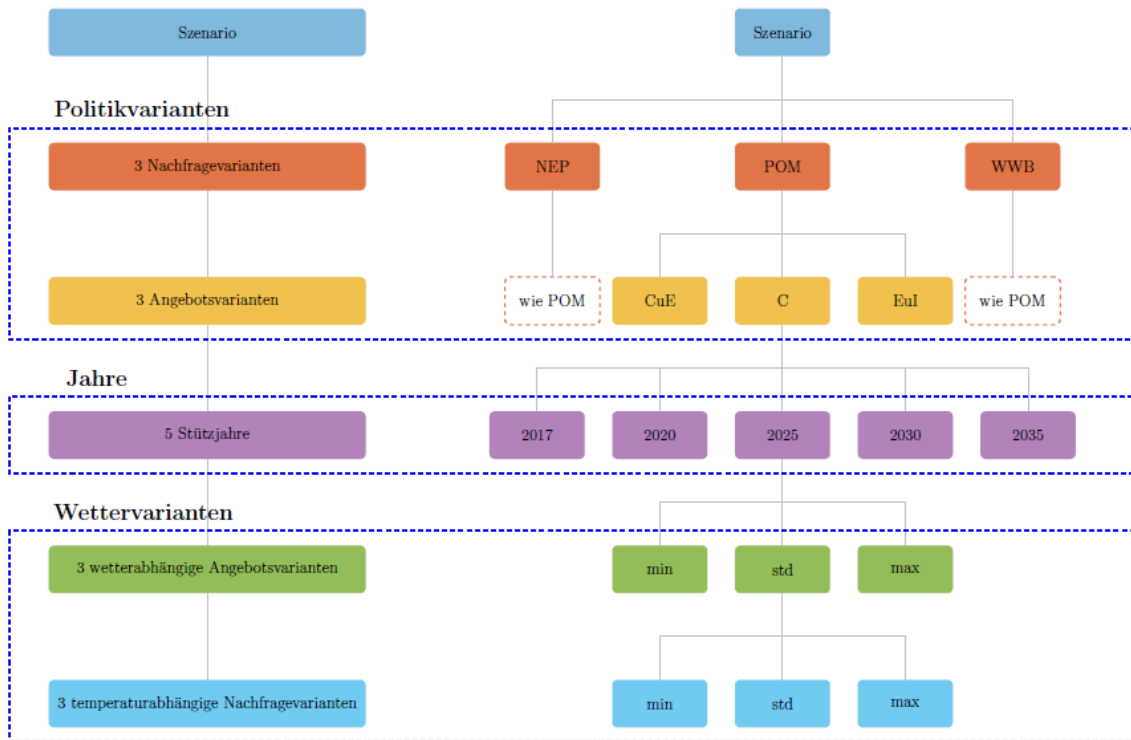


Illustration 1: Étendue du scénario de l'approche déterministe (ill. 5.1 du rapport SACH)

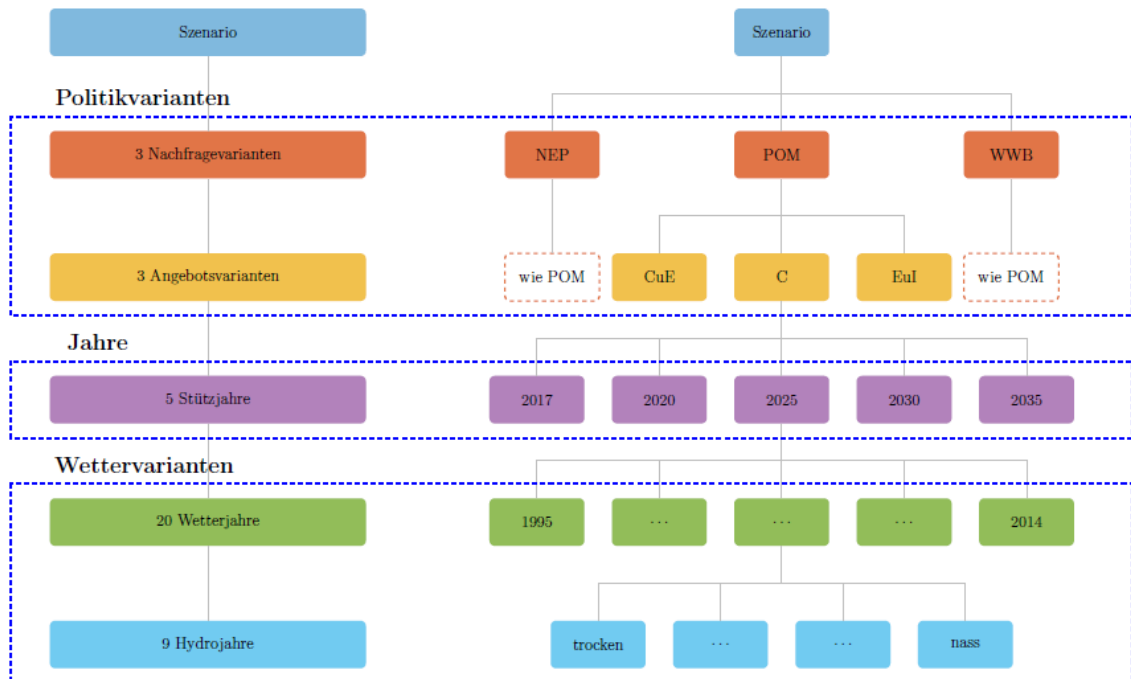


Illustration 2: Étendue du scénario de l'approche probabiliste (ill. 5.2 du rapport SACH)

De plus, un scénario misant sur une transformation rapide des pays voisins (passage des centrales conventionnelles aux centrales renouvelables) a été analysé sur la base des anticipations du Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport pour l'Electricité (REGRT-E) et de ces États.

Le cas considéré est un scénario reposant sur la variante d'offre «Renouvelable et importations (E)» et la variante de demande «Nouvelle politique énergétique (NPE)» de la Stratégie énergétique 2050 ainsi que sur une transformation rapide des pays voisins entre 2017 et 2035, par intervalle de cinq ans.

La variante d'offre suppose une durée d'exploitation de 50 ans pour les centrales nucléaires suisses. Ensuite, le besoin en électricité est couvert par un fort développement des énergies renouvelables issues de l'éolien et du photovoltaïque (PV) ainsi que par des importations d'électricité depuis les pays voisins. Cette variante d'offre E a été retenue, car la part accrue de l'éolien et du PV et le renoncement simultané à construire des installations de production d'électricité utilisant des combustibles fossiles représentent un défi majeur pour la future sécurité d'approvisionnement de la Suisse. L'évolution des capacités des centrales (ill. 3) est exposée ci-après.

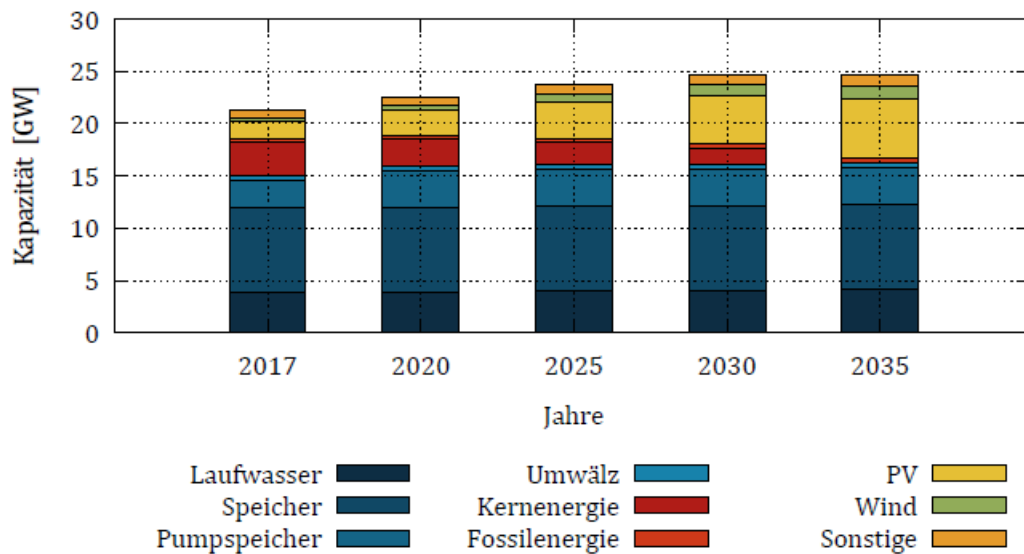


Illustration 3: Capacités des centrales en Suisse; variante d'offre analogue à E (ill. 5.5 du rapport SACH)

Dans cette illustration, les «autres injections» englobent les installations de biomasse, les unités de couplage chaleur-force, les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations de chauffage à distance.

La variante de demande NPE correspond au plus haut objectif stratégique à long terme, à savoir réduire les émissions de CO₂ de 1 à 1,5 tonne par habitant d'ici 2050. Par rapport à la situation actuelle, cela se traduirait par une part plus élevée de l'électricité dans la demande énergétique globale de la Suisse. De plus, des efforts importants seraient entrepris pour accroître l'efficacité énergétique et diminuer la demande en énergie. Au final, la demande annuelle d'électricité tendrait à reculer.



Les modèles des pays voisins ainsi que les prix des combustibles et du CO₂ se basent sur les scénarios anticipatifs définis par le REGRT-E et ces États. Ce scénario spécifique suppose une transformation rapide des pays européens limitrophes, qui engendre une baisse plus marquée des capacités liées aux technologies conventionnelles jusqu'en 2035 et une progression plus forte des technologies renouvelables. L'évolution des capacités des centrales conventionnelles et celle des injections d'énergies renouvelables sont présentées aux illustrations 4 et 5.

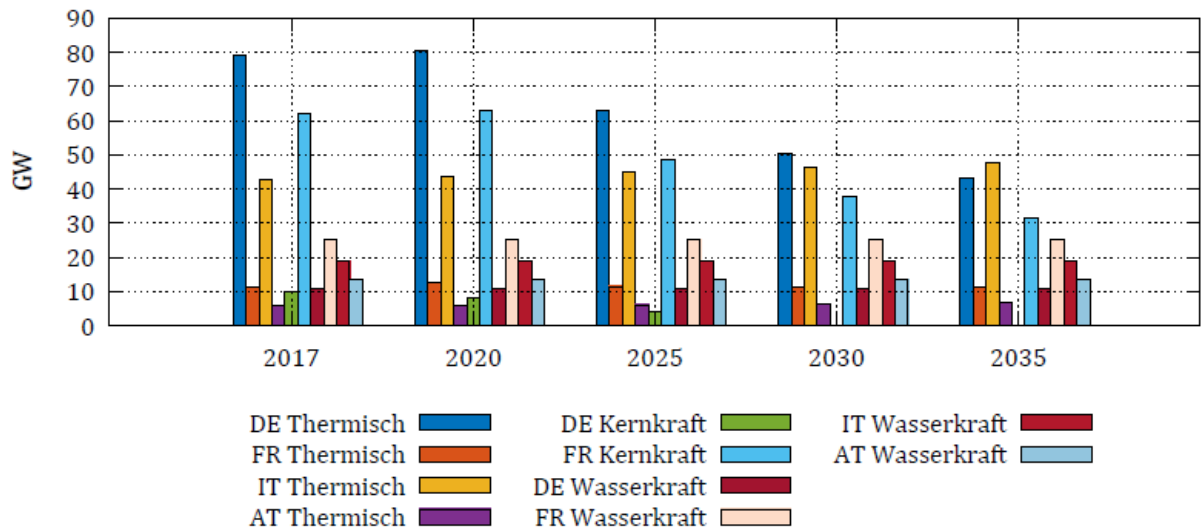


Illustration 4: Évolution des capacités des centrales dans les pays européens voisins (ill. 5.15 du rapport SACH)

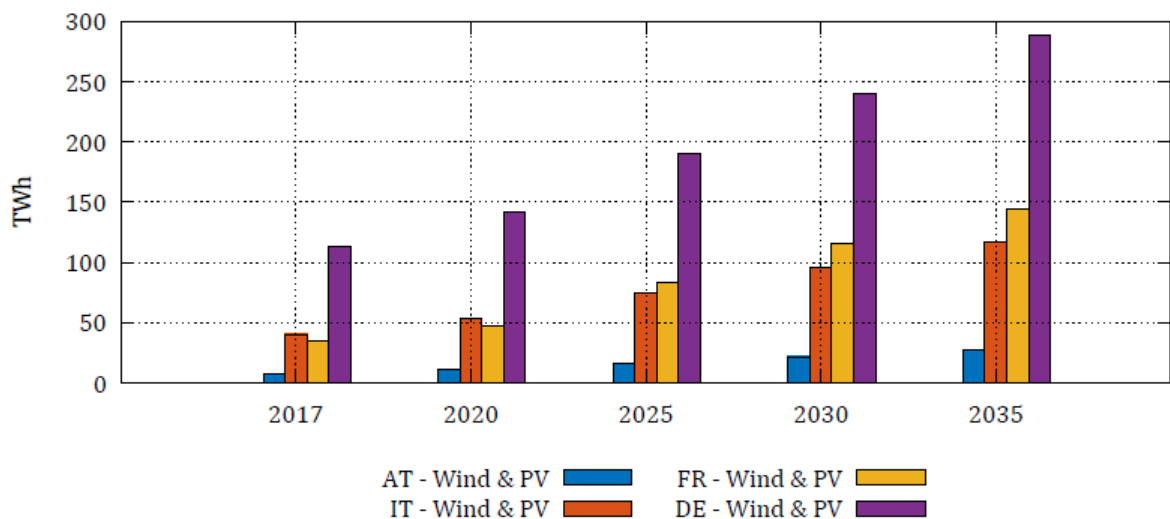


Illustration 5: Évolution des injections annuelles d'énergie éolienne et photovoltaïque dans les pays européens voisins (ill. 5.16 du rapport SACH)

2.2 Méthodologie

L'analyse repose tant sur une approche déterministe, qui comprend une résolution nodale du réseau suisse de transport, que sur une approche probabiliste, qui présente une résolution zonale de la Suisse. Les résultats de ces deux modèles utilisés dans la branche sont ensuite mis en parallèle afin d'obtenir un maximum d'informations grâce aux différentes caractéristiques.

La première approche (modèle déterministe) utilise un modèle nodal pour le réseau suisse de transport, en tenant compte des projets de lignes électriques exposés dans le réseau stratégique 2025 de Swissgrid, ainsi qu'une représentation détaillée des cascades hydroélectriques (succession de centrales hydrauliques et de lacs d'accumulation).

En revanche, la seconde approche (modèle probabiliste) s'appuie sur un modèle zonal du réseau suisse et un modèle de centrales électriques qui sont tous les deux simplifiés. La représentation du réseau de transport est moins détaillée en raison du regroupement en zones. Cela permet toutefois une analyse plus approfondie des conditions météorologiques, car le calcul se base sur un nombre plus élevé de variantes correspondantes et englobe donc les composantes probabilistes de la météo.

Des nœuds représentatifs ont été définis pour les pays voisins et reliés à la Suisse via les lignes électriques transfrontalières.

Les deux modèles considérés dans l'étude illustrent l'approvisionnement physique et donc les flux qui découlent à un moment précis de la situation en matière de réseau et d'injection. Ces flux ne peuvent être mis en relation avec les modèles NTC⁸ préalablement définis (aucune pénurie dans le pays, débits limités aux frontières) que si ces derniers tiennent compte des flux non souhaités et des mesures de redispatch⁹.

Les deux modèles de l'étude déterminent l'utilisation horaire optimale des centrales électriques sur l'ensemble de l'année, conformément à la logique dite de merit order (préséance économique). Ils tablent sur un système parfait dans lequel les acteurs disposent de toutes les informations. L'ensemble du système est ensuite optimisé en fonction du marché.

2.3 Indicateurs utilisés

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement repose sur des indicateurs qui sont également utilisés dans la littérature scientifique ainsi qu'aux niveaux national et international (Swissgrid, REGRT-E, Forum pentalatéral de l'énergie¹⁰, Elia¹¹, Terna¹², RTE¹³, etc.). Ces indicateurs mesurent la capacité de production disponible du système (Reserve Capacity Margin, RCM), la fréquence des pertes de charge (Loss of Load, LOL) et l'énergie correspondante qui n'est pas fournie (Energy Not Served, ENS). Leur examen simultané permet d'émettre un avis sur l'ampleur (nombre d'heures et quantité d'énergie) et les motifs des éventuelles pertes de charge (réserves de production existantes).

⁸ Net Transfer Capacity: capacité maximale pouvant être transportée sur les lignes d'interconnexion entre deux systèmes (pays) en considérant certaines incertitudes de l'état futur du réseau

⁹ Mesure d'élimination des congestions appliquée par Swissgrid dans l'engagement des centrales, en imposant à certaines unités d'augmenter ou de diminuer leur production

¹⁰ Forum constitué de ministères, d'autorités de régulation, d'exploitants de réseaux, de bourses d'échange d'électricité, etc.

¹¹ Elia : gestionnaire du réseau de transport belge

¹² Terna: gestionnaire du réseau de transport italien

¹³ RTE: gestionnaire du réseau de transport français



3 Résultats de l'étude

3.1 Principaux résultats

Les résultats des scénarios de base révèlent que la sécurité d'approvisionnement actuelle et future du système suisse (réseau et production) peut être considérée comme non critique, tant que la Suisse est intégrée au marché européen de l'électricité. L'association des différentes variantes de l'offre et de la demande selon le chapitre 2.1 ne montre aucun problème majeur pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse sur la période étudiée, soit jusqu'en 2035.

De même, selon les résultats du scénario tablant sur une transformation rapide, la sécurité d'approvisionnement est relativement acritique sur toute la période considérée. Par exemple, le scénario exposé au chapitre 2.1 ne présente en Suisse aucune perte de charge jusqu'à la fin de l'année 2025, pratiquement aucune en 2030 et des pertes de charge modérées en 2035 (valeurs cumulées de quelques jours au plus [modèle probabiliste] à une semaine au plus [modèle déterministe¹⁴] ; la valeur affichant la plus forte probabilité dans le modèle probabiliste s'inscrit à 15 h en 2035; cf. ill. 6).

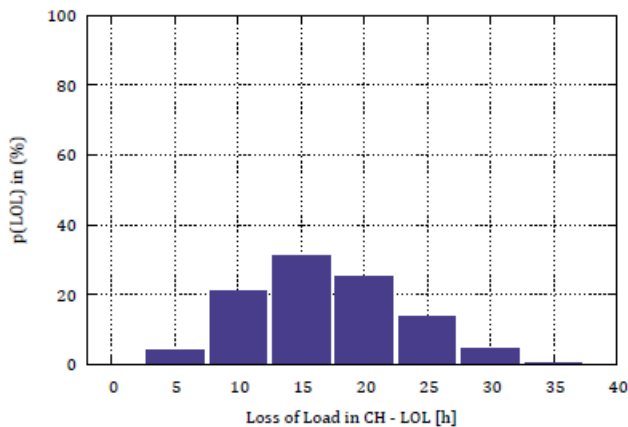


Illustration 6: Loss of Load (LOL) en Suisse en 2035, en heures (ill. 6.9 du rapport SACH)

L'analyse probabiliste permet de déterminer les probabilités d'occurrence des pertes de charge. Selon l'illustration 7, la quantité d'énergie non fournie ayant la plus forte probabilité (env. 35 %) en 2035 équivaut à 10 GWh, soit près de 5 % de la consommation journalière en Suisse en hiver.

¹⁴ la discrédance dans les valeurs LOL et ENS provient des différents modèles topologiques de réseau et des centrales hydrauliques

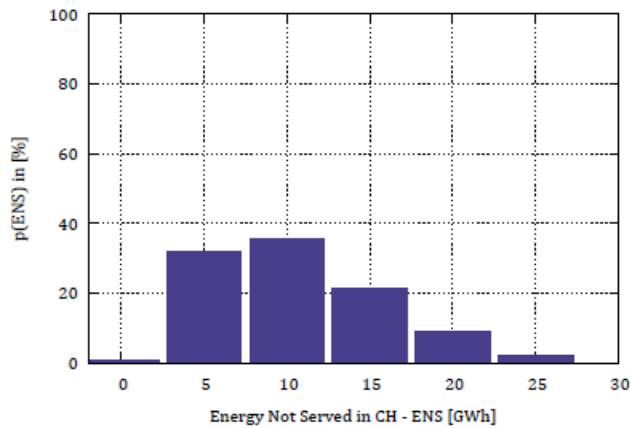


Illustration 7: Probabilité d'Energy Not Served (ENS) en Suisse en 2035 (ill. 6.9 du rapport SACH)

L'utilisation maximale des capacités du système suisse est atteinte en hiver. Toutefois, même durant les mois correspondants, des capacités de production non utilisées subsistent après la couverture des charges.

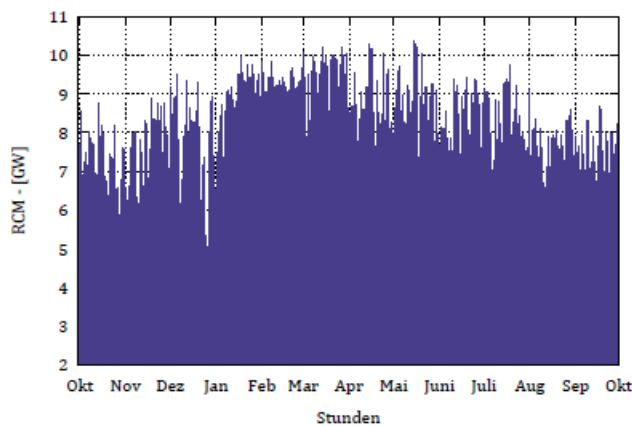


Illustration 8: Reserve Capacity Margin (RCM) en Suisse en 2035, en GW (ill. 6.9 du rapport SACH)

En d'autres termes, il n'y a aucun problème de pénurie en Suisse et la réserve de capacité de production du système helvétique suffit.

Le fait qu'une capacité de production suffisante (valeur RCM positive; cf. ill. 8) et des capacités de stockage (indicateur spécifique; cf. rapport) soient disponibles au moment des pertes de charge indique que ces dernières, aussi faibles soient-elles, résultent de l'impossibilité d'acheminer la production jusqu'aux nœuds de demande.

En outre, le réseau de transport joue un rôle important pour permettre les échanges d'énergie transfrontaliers qui sont nécessaires entre la Suisse et ses voisins.

À l'aide des valeurs maximales et minimales, de la moyenne (ligne noire) et des percentiles de 25 % à 75 % (zone jaune), l'illustration 9 présente les flux horaires d'exportation (valeurs positives) et d'importation (valeurs négatives) qui sont enregistrés à différents moments en 2030 dans ce scénario.

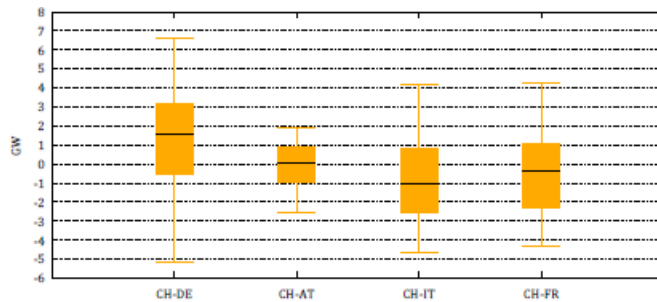


Illustration 9: Marges des flux transfrontaliers horaires (ill. 6.7 du rapport SACH)

Dans les scénarios de base comme dans ceux de l'UE, des mesures concernant l'exploitation (gestion des congestions, p. ex.) ou la topologie du réseau permettent de couvrir la charge non approvisionnée sur la période étudiée, soit jusqu'en 2035.

3.2 Résultats complémentaires

En outre, plusieurs scénarios extrêmes ont été simulés dans les modèles afin d'examiner des évolutions plus ou moins probables. Ils portaient, par exemple, sur de vastes mises hors service dans les pays voisins et en Suisse, voire sur des combinaisons correspondantes.

L'illustration 10 donne une vue d'ensemble des scénarios extrêmes considérés.

N°	Nom	Adaptation	Contexte
SC01	DE: moins de lignite/charbon	-Capacité du lignite/charbon inférieure de 15 GW	Politique/CO ₂
SC02	FR: moins d'énergie nucléaire	-Capacité nucléaire inférieure de 15 GW	Problèmes techniques
SC03	IT: moins de gaz	-Capacité des centrales à gaz inférieure de 10 GW	Pénurie d'approvisionnement en gaz
SC04	CH: moins de centrales nucléaires	Arrêt anticipé de la centrale de Leibstadt	Problème technique
SC05	CH: moins de centrales à accumulation	- 4 GW de moins provenant des centrales flexibles à accumulation (puissance réduite des turbines)	Problèmes techniques
SC06	CH: moins de centrales de pompage-turbinage	-Puissance des centrales de pompage-turbinage en recul de 1 GW sur le réseau	Problèmes techniques
SC07	CH: niveau de l'accumulation	Accumulateurs à 75 % début octobre	Sécheresse extrême
SC08	FR et DE: moins de centrales conv.	Combinaison des scénarios (SC01) et (SC02)	Politique/problèmes techniques
SC09	CH: moins de centrales nucléaires et à accumulation	Combinaison des scénarios (SC04) et (SC05)	Problèmes techniques
SC10	CH: moins de centrales nucléaires, à accumulation et de pompage-turbinage	Combinaison des scénarios (SC04), (SC05) et (SC06)	Problèmes techniques
SC11	FR et DE: moins de centrales conv.; CH: moins de centrales nucléaires, à accumulation et de pompage-turbinage	Combinaison des scénarios (SC08) et (SC10)	Politique/CO ₂ /problèmes techniques
SC12	CH: aucune centrale nucléaire	Arrêt anticipé de toutes les centrales nucléaires	Problèmes techniques
SC13	CH: aucune centrale nucléaire et moins à accumulation	Combinaison des scénarios (SC12) et (SC05)	Problèmes techniques
SC14	CH: aucune centrale nucléaire, moins à accumulation et de pompage-turbinage	Combinaison des scénarios (SC12), (SC05) et (SC06)	Problèmes techniques
SC15	FR et DE: moins de centrales conv.; CH: aucune centrale nucléaire, moins à accumulation et de pompage-turbinage	Combinaison des scénarios (SC08) et (SC14)	Politique/CO ₂ /problèmes techniques

Illustration 10: Liste des scénarios extrêmes considérés (tableau 5.5 du rapport SACH)

Les pertes de charge majeures sont rares, même dans ces scénarios extrêmes. La variante d'offre E a également été retenue en l'espèce. Des injections d'énergie éolienne et photovoltaïque inférieures à la moyenne et des apports en eau moindres ont été pris en compte à cause des situations extrêmes. Du côté de la demande, on a supposé des températures basses et une demande élevée en électricité

(conformément à la courbe de la demande dans le scénario PPA de la Stratégie énergétique 2050). Il s'agit en l'occurrence d'une hypothèse conservatrice.

3.2.1 Scénario extrême SC08 de l'étude SACH

Ce scénario extrême suppose la mise hors service anticipée, forcée et non compensée de centrales conventionnelles dans les pays voisins en partant du principe que les capacités des centrales diminuent année après année en Allemagne (énergie provenant du charbon) et en France (énergie nucléaire), sans compensation correspondante par des sources d'énergie renouvelable.

Les capacités de production en Suisse restent suffisantes même dans cet exemple. Les valeurs de l'indicateur correspondant (RCM) demeurent positives pour toutes les années calculées jusqu'en 2030, comme le montre le graphique ci-après.

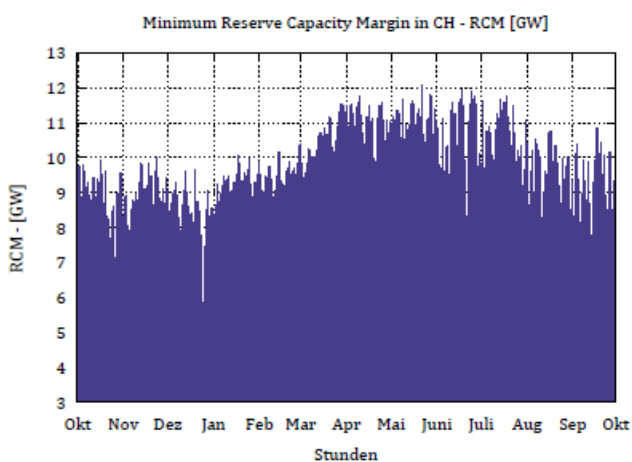


Illustration 11: Reserve Capacity Margin minimale (GW) en 2030

Contrairement aux scénarios de base, il est possible dans le cas présent que la charge ne puisse pas être entièrement couverte à court terme à partir de 2025. Des situations similaires sont observées à cette date exclusivement dans le modèle déterministe et en 2030 dans les deux modèles. Les résultats sont donc cohérents. Les pertes de charge se produisent principalement en janvier et en février.

En 2030, celles-ci équivalent, au plus, à quelques heures (modèle probabiliste) ou à une semaine et demie (modèle déterministe).

Les approches différentes des deux modèles se reflètent dans les valeurs RCM plus basses du modèle probabiliste (influence des composantes météorologiques) et dans les valeurs LOL/ENS plus élevées du modèle déterministe (reproduction plus détaillée du réseau).

Les valeurs mentionnées constituent des maximales ponctuelles qui ne permettent pas de déduire la probabilité d'occurrence. Les illustrations 12 et 13 montrent comment cette probabilité se répartit selon le modèle probabiliste. La valeur horaire affichant la plus forte probabilité d'occurrence est égale à 8 heures et la quantité d'énergie présentant la même caractéristique, à 4 GWh.

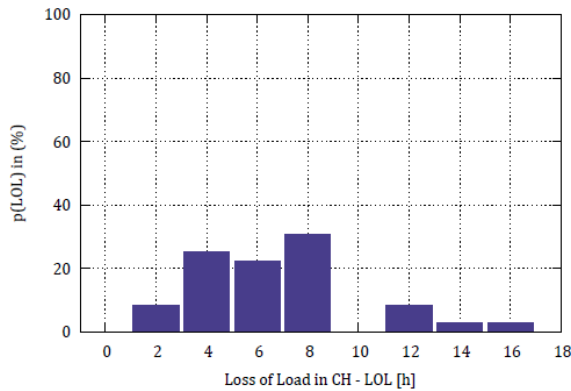


Illustration 12: Probabilité de LOL en Suisse en 2030

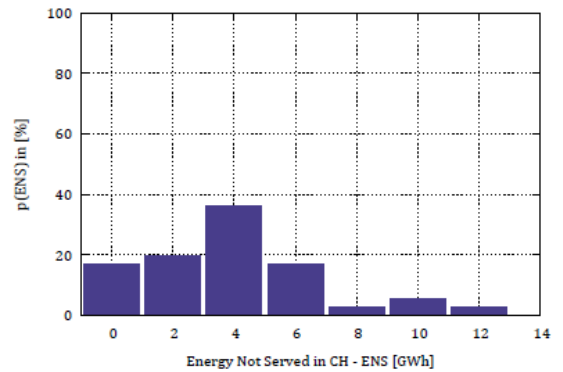


Illustration 13: Probabilité d'ENS en Suisse en 2030

À l'échelle du système, le recul sensible des capacités de production dans les pays examinés se traduit par une recrudescence des situations critiques en matière d'approvisionnement à partir de 2030 uniquement. Celles-ci influent également sur l'approvisionnement helvétique: la forte mutation géographique de l'offre et les flux de charge en décollant affectent le réseau et peuvent engendrer des pertes de charge locales en Suisse.

Toutefois, même dans ce scénario extrême, des mesures concernant tant l'exploitation (gestion des pénuries, p. ex.) que la topologie du réseau peuvent contribuer à couvrir la charge non approvisionnée sur la période étudiée, soit jusqu'à la fin de l'année 2030.

3.2.2 Scénario extrême SC15 de l'étude SACH

Ce scénario extrême suppose une mise hors service anticipée, forcée et non compensée de centrales conventionnelles dans les pays voisins (comme dans le scénario SC08). Il table en outre sur l'arrêt précoce des centrales nucléaires suisses et sur une forte baisse des capacités de stockage disponibles dans le pays (capacité de 4 GW de turbinage et de 1 GW de pompage-turbinage).

L'étude révèle cependant l'absence de perte de charge en Suisse avant 2025, même avec ces hypothèses extrêmes. La disponibilité fortement restreinte des centrales helvétiques conduit parfois à des valeurs RCM négatives durant les mois d'hiver, mais ce manque de production peut être compensé jusqu'en 2025 par des importations depuis les pays voisins.

Des pertes de charge majeures pourraient également se produire dès 2025; elles seraient alors atténuées par les importations, sans toutefois être entièrement compensées. Enregistrées en 2030, les pertes de charge cumulées maximales en Suisse représentent quelques centaines de gigawattheures.

3.3 Rôle des réseaux

L'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité reste une condition essentielle pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les projets de développement du réseau en Suisse



et chez ses voisins européens constituent des éléments importants. Pour des raisons historiques, la Suisse dispose de lignes transfrontalières en nombre suffisant afin de compenser les pénuries locales par des apports énergétiques venant de l'étranger en cas d'intégration totale au marché. Toutefois, même dans un système parfait, des problèmes d'approvisionnement dans les pays limitrophes affectent aussi la Suisse (de manière marginale).

3.4 Contribution de la gestion de la demande

L'étude comprend également des déclarations sur la valeur ajoutée des mesures de gestion de la demande (Demand Side Management, DSM). L'analyse des scénarios correspondants indique que des transferts de charge destinés à gérer la demande (p. ex. sous la forme d'un plafonnement cohérent des pics de charge et d'un transfert pendant les périodes de faible charge) peuvent légèrement diminuer les éventuels problèmes liés à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Cela vaut en particulier lors de pertes de charge très brèves. Dans le cadre de la modélisation, les transferts de charge ont permis de réduire les pertes de charge de l'ordre de 6 % à 12 % par rapport à l'ENS.

4 Besoins et réserves de stockage

Les indicateurs mentionnés au chapitre 2.3 permettent d'évaluer la sécurité d'approvisionnement.

S'il faut déterminer, en plus de cette dernière, dans quelle mesure l'accumulation pourrait couvrir la consommation nationale, d'autres indicateurs sont nécessaires. Ceci sert à déterminer la couverture de la consommation sans prise en compte des importations d'électricité.

Pour ce faire, on établit le rapport entre les bassins d'accumulation des centrales suisses à accumulation et la part de la charge nationale qui n'a pas encore été couverte par d'autres centrales suisses (charge résiduelle).

À cet égard, on peut s'appuyer sur les indicateurs spécifiques suivants:

- La réserve de stockage équivaut à l'excédent ou au déficit d'énergie accumulé par rapport à la couverture visée de la charge résiduelle grâce à l'accumulation, sans importations ni exportations, à partir d'un moment donné et pour une période définie de manière externe.
- Le besoin de stockage correspond à l'énergie supplémentaire qui devrait être accumulée pour couvrir la charge résiduelle sans importations ni exportations à partir d'un moment donné et pour une période définie de manière externe.

Ces deux indicateurs sont des instantanés qui sont calculés régulièrement.

4.1 Application des besoins et réserves de stockage aux scénarios

Dans l'illustration 14, l'indicateur «réserve de stockage» est appliqué au scénario de transformation rapide exposé au chapitre 3.1 pour une période d'un mois en 2020. Par exemple, en cas de besoins propres fixés à un mois, une réserve de stockage moyenne de quelque 6000 GWh serait encore disponible en octobre après avoir couvert la charge résiduelle.

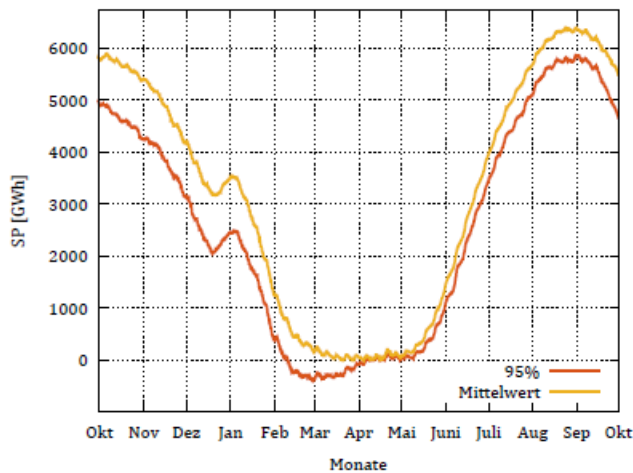


Illustration 14: Réserve de stockage pendant un mois en 2020

En temps normal, la réserve atteint son minimum au printemps et son maximum en automne, car les entrées estivales sont élevées en raison de la fonte des neiges alors que la charge est relativement faible.

L'illustration 15 présente, pour différents horizons temporels définis de manière externe, les quantités de stockage supplémentaires requises pour assurer l'approvisionnement sans importations ni exportations (valeurs respectives de l'axe Y). Il en ressort qu'un besoin de stockage supplémentaire est nécessaire pour couvrir la charge résiduelle pendant ces horizons temporels.

Comme indiqué à l'illustration 15, la couverture de la charge résiduelle pendant, par exemple, deux semaines ou un mois en 2020 nécessiterait, au plus, respectivement 160 GWh ou 400 GWh dans le scénario de transformation rapide, en tenant compte de manière conservatrice d'un percentile de 95 % (valeur dépassée dans 5 % des cas uniquement).

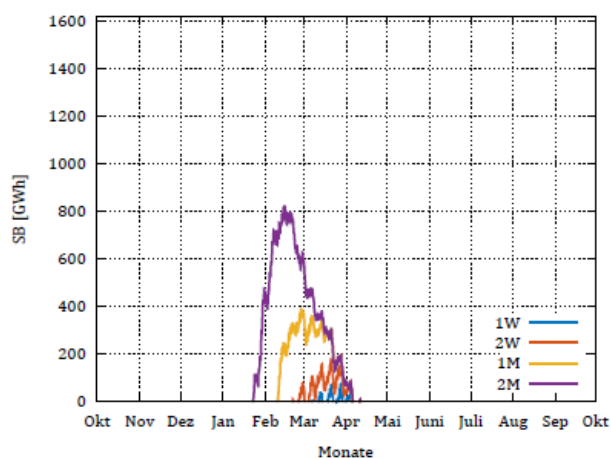


Illustration 15: Besoin de stockage supplémentaire (percentile de 95 %) en 2020 pour différents horizons temporels (une semaine, deux semaines, un mois et deux mois)

Les graphiques de ce scénario sont présentés par analogie pour l'année 2035:

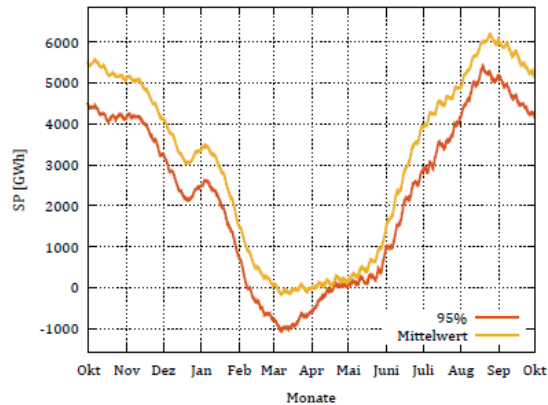


Illustration 16: Réserve de stockage d'un mois en 2035

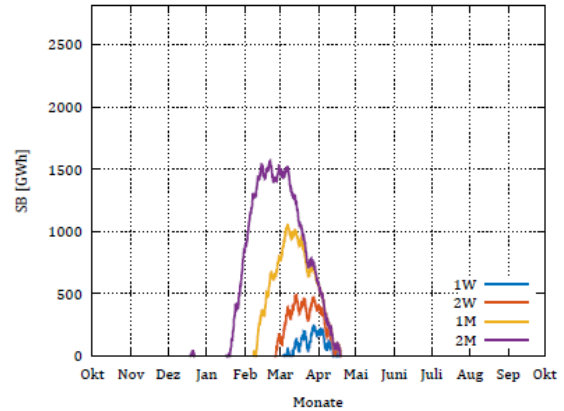


Illustration 17: Besoin de stockage supplémentaire (percentile de 95 %) en 2035 pour différents horizons temporels (une semaine, deux semaines, un mois et deux mois)

Selon l'illustration 17, le besoin de stockage supplémentaire s'accroît entre 2020 et 2035.

4.2 Application des besoins et réserves de stockage aux scénarios extrêmes

4.2.1 Scénario extrême SC8 (en 2030)

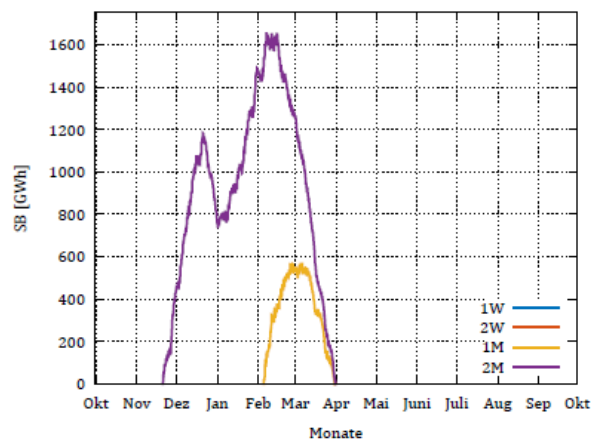


Illustration 18: Besoin de stockage supplémentaire (percentile de 95 %) en 2030 dans le scénario extrême SC8 pour différents horizons temporels (une semaine, deux semaines, un mois et deux mois)



D'après l'illustration 18, les volumes de stockage suffisent à couvrir la charge résiduelle pendant une à deux semaines. Dans cet exemple, la forte progression du besoin de stockage à mesure que la durée de couverture augmente tient notamment à la consommation croissante d'électricité.

4.2.2 Scénario extrême SC15 (en 2030)

Selon l'illustration 19 et les hypothèses extrêmes de ce scénario, la Suisse présenterait, au plus, un besoin de stockage supplémentaire d'environ 0,8 TWh ou de 2,2 TWh pour couvrir la charge résiduelle pendant respectivement deux semaines ou un mois sans aucune possibilité d'importation, en tenant compte d'un percentile de 95 %.

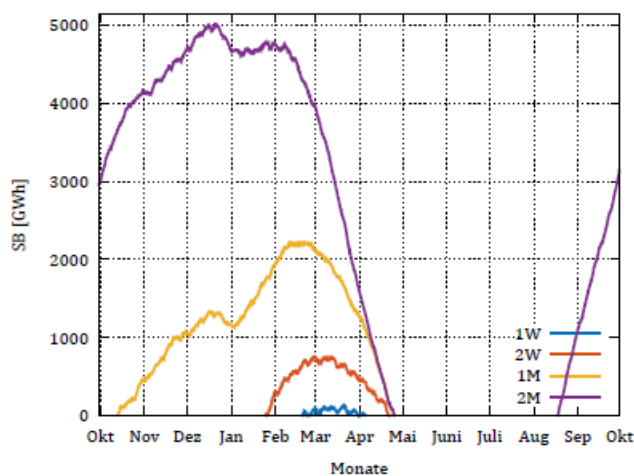


Illustration 19: Besoin de stockage supplémentaire (percentile de 95 %) en 2030 dans le scénario extrême SC15 pour différents horizons temporels (une semaine, deux semaines, un mois et deux mois)

5 Conclusions

En dépit de leur organisation différente, les deux modèles utilisés dans l'étude tendent à fournir des résultats similaires. Par exemple, des pertes de charge sont enregistrées dans les mêmes scénarios et aux mêmes périodes. Les écarts quantitatifs des scénarios découlent des approches et structures différentes des modèles, qui permettent de tenir compte, d'une part, des composantes stochastiques de la météo et, d'autre part, d'un réseau plus détaillé.

De plus, les niveaux de réseaux inférieurs n'ont pas été modélisés. Leur prise en considération peut éliminer des congestions de réseaux locales ou régionales et ainsi réduire les pertes de charge.

En supposant que la Suisse demeure dans le marché européen de l'électricité et que son portefeuille de centrales et celui de ses voisins changent, aucune pénurie d'approvisionnement majeure ne devrait survenir jusqu'en 2035, tant dans les scénarios de base que dans celui d'une transformation rapide. Le système helvétique dispose de réserves de capacité suffisantes. Les rares événements observés sont principalement liés au réseau et peuvent être surmontés grâce à des mesures appropriées qui ne sont pas reproduites dans le modèle (mesures opérationnelles de l'exploitant du réseau de transport).



Seules les hypothèses extrêmes sur l'indisponibilité simultanée de capacités du système européen se traduisent par une recrudescence des pénuries d'approvisionnement en Suisse et chez ses voisins en hiver à partir de 2025.

En cas de recul de la production dans les pays limitrophes (cf. scénario SC08), la couverture déficiente de la charge peut être compensée jusqu'en 2030 par des mesures opérationnelles au niveau national. En revanche, cette compensation sera plus difficile dès 2030 si la production suisse baisse (cf. scénario SC15).

L'OFEN estime cependant que ces scénarios sont improbables, car les pays voisins adopteront des mesures dans le cadre de leur politique énergétique pour compenser la réduction des centrales dites conventionnelles principalement par d'autres sources de production. De plus, il table sur une durée d'exploitation des centrales nucléaires plus longue que celle retenue dans les scénarios extrêmes.

Les résultats révèlent l'importance majeure de la capacité de transport et des importations pour l'approvisionnement électrique en Suisse. L'intégration de cette dernière dans le marché européen de l'électricité est une condition essentielle pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les projets de développement du réseau en Suisse et chez ses voisins constituent des éléments importants à cet égard.

La gestion de la demande peut permettre de surmonter de brèves périodes de pénurie d'approvisionnement. Si cette gestion se réfère davantage au système (p. ex. stockage et injection en fonction des conditions de la demande et de la production), la sécurité d'approvisionnement en sera améliorée.

Les indicateurs spécifiques «réserve de stockage» et «besoin de stockage» ont été examinés en plus de la sécurité d'approvisionnement. Il en ressort, tant dans les scénarios de base que dans celui d'une transformation rapide, que seules de faibles quantités de stockage supplémentaires seraient nécessaires en Suisse en 2020 pour couvrir la charge résiduelle du pays. Ces quantités augmentent au cours des années analysées.

Les scénarios considérés comme extrêmes révèlent que l'évolution de la demande et la disponibilité des centrales en Suisse influent sur le besoin de stockage supplémentaire.