

# APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DE LA SUISSE EN 2025

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE «ANALYSE STROMZUSAMMENARBEIT  
SCHWEIZ – EU»



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

## POURQUOI CETTE ÉTUDE?

---

La Suisse négocie depuis 2007 avec l'Union européenne (UE) un accord sur l'électricité. Le dernier cycle de négociations a eu lieu en 2018. Les négociations relatives à un accord sur l'électricité sont depuis gelées, l'UE le liant à la conclusion d'un accord institutionnel. Depuis le début de l'année 2020, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) analyse les conséquences de l'absence d'un accord sur l'électricité pour la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Avec un groupe de suivi composé d'experts de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), de la société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid et de l'Association des entreprises électriques suisses (AES), l'OFEN a chargé la société de conseil Frontier Economics d'élaborer une étude avec l'Université technique de Graz. L'étude examine les retombées de différents scénarios de collaboration.

Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral a rompu les négociations avec l'UE sur un accord institutionnel. Il faut donc s'attendre à ce que l'accord sur l'électricité ne soit pas conclu ou pas en temps utile. Les résultats de l'étude «Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz – EU» revêtent donc une importance immédiate.

## POURQUOI L'ABSENCE D'ACCORD SUR L'ÉLECTRICITÉ EST-ELLE PROBLÉMATIQUE POUR LA SUISSE?

---

- ▶ La Suisse est étroitement liée au réseau de transport européen avec plus de 40 lignes électriques transfrontalières. Cette interconnexion est un pilier important pour la **sécurité de l'approvisionnement** en électricité ainsi que pour la rentabilité de notre approvisionnement en électricité: si nécessaire, la Suisse peut importer de l'électricité et exporter les excédents.
- ▶ La Suisse se trouve au milieu du réseau d'électricité européen. Elle constitue donc un couloir de transit pour les échanges d'électricité de nos voisins européens. L'électricité importée par l'Italie depuis l'Allemagne passe ainsi par la Suisse. Ces transits sont planifiés et sont limités par les capacités frontalières (Net Transfer Capacity NTC ou capacité nette de transfert). Ils peuvent donc être bien gérés par le gestionnaire du réseau de transport suisse. Les flux d'électricité non planifiés (loopflows) sont en revanche problématiques, comme lorsque de l'électricité est livrée de la France à l'Allemagne dans le cadre du FBMC (Flow-Based Market Coupling ou couplage de marchés basé sur les flux). Jusqu'à 30% de l'électricité échangée entre l'Allemagne et la France transite par la Suisse. Ces flux de transit non planifiés au niveau du réseau de transport suisse sont déjà élevés aujourd'hui. Ils vont augmenter dans les années à venir et représenter une surcharge supplémentaire pour notre réseau de transport.
- ▶ Cela s'explique par la législation avec laquelle l'UE régleme le marché intérieur de l'électricité en Europe. L'UE a considérablement développé cette réglementation au cours des 25 dernières années. Le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens» (Clean Energy Package) en constitue l'étape la plus récente. Entré en vigueur en 2020, il établit de nouvelles règles pour les échanges d'électricité et l'exploitation technique du réseau. L'objectif est d'optimiser l'échange d'électricité dans toute l'UE, et ce faisant de réduire les différences de prix entre les pays.
- ▶ En tant que pays tiers sans accord sur l'électricité, la Suisse n'a pas son mot à dire concernant la définition de ces règles. Elle est exclue des organes de décision de l'UE ou n'a qu'un rôle d'observateur. Le marché intérieur de l'électricité en Europe a évolué et ne tient pas compte des besoins de la Suisse, qui doit néanmoins adopter nombre de nouvelles règles, comme les prescriptions sur la sécurité du réseau.

### Sécurité de l'approvisionnement <sup>1</sup>

La sécurité de l'approvisionnement est considérée comme garantie si la quantité d'électricité désirée est disponible en permanence sur l'ensemble du réseau électrique avec la qualité requise et à des tarifs et des prix équitables. Dans cette perspective, il faut de l'électricité provenant de centrales électriques nationales ou d'importations, un réseau électrique suffisamment développé et exploité de manière sûre et des capacités de transport entre les pays qui permettent les échanges transfrontaliers.

<sup>1</sup> «Compétences dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement en électricité», 2017

- ▶ En tant que pays tiers, la Suisse est exclue des mécanismes et des plateformes de marché du commerce européen de l'électricité. Elle ne peut donc pas participer au **FBMC**. Ce dernier permet d'exploiter de manière optimale les capacités de transport limitées entre les différents pays. Dans ce cadre, une quantité d'électricité échangée par-delà les frontières est directement liée à la capacité du réseau nécessaire. Les États membres de l'UE participant au FBMC ne doivent donc pas acheter séparément le transport de l'électricité, contrairement à la Suisse, ce qui rend les échanges plus complexes et également plus coûteux pour elle. Pour mettre en œuvre le FBMC, l'UE a divisé le territoire européen en régions dites de calcul de la capacité. Dans ces régions, les capacités du réseau aux frontières sont calculées et attribuées. La Suisse n'est pas prise en compte dans ces calculs.
- ▶ Les entreprises électriques suisses étant exclues du FBMC, elles doivent non seulement faire face à des procédures fastidieuses mais aussi à des coûts plus élevés dans le cadre du commerce de l'électricité. Il en résulte également de plus en plus de flux d'électricité non planifiés au niveau du réseau de transport suisse et donc des congestions du réseau. Cela réduit les capacités d'importation de la Suisse et met en danger la stabilité du réseau. Pour garantir ladite stabilité, la société nationale du réseau de transport Swissgrid doit intervenir de plus en plus souvent, par exemple, en utilisant l'énergie issue de la force hydraulique pour des **mesures de redispatching**. Cette énergie n'est alors plus disponible pour l'approvisionnement en électricité des consommateurs, ce qui est problématique du point de vue de l'approvisionnement et également coûteux.
- ▶ À partir de 2025, le Clean Energy Package apportera un défi supplémentaire. Jusqu'au 31 décembre 2025 au plus tard, tous les gestionnaires de réseau de transport européens doivent réserver au moins 70% des capacités transfrontalières pour les échanges entre les États membres de l'UE. Du point de vue de la Commission européenne, les flux avec des États tiers tels que la Suisse ne sont pas compris dans ces 70%. Cela serait possible uniquement dans le cadre d'un accord sur l'électricité ou de contrats entre tous les gestionnaires de réseau de transport concernés. Cette règle des 70% pourrait restreindre les capacités d'importation de la Suisse. Elle pourrait également augmenter la charge du réseau et ainsi mettre en danger la stabilité du réseau en Suisse.

### ↻ Flow Based Market Coupling FBMC

Le couplage de marchés basé sur les flux permet de relier des zones de marché efficacement et de prendre en compte au mieux les flux réels d'électricité. Les différents réseaux d'électricité nationaux étant reliés physiquement, l'électricité emprunte toujours le chemin le plus court du producteur au consommateur, indépendamment des frontières du marché. Le couplage des marchés se traduit également par une harmonisation des prix dans les pays participants.

### ↻ Redispatching et mesures d'exploitation

Les congestions du réseau peuvent mettre en danger la stabilité de ce dernier. Il faut donc les contrôler à tout moment. Le «redispatching» est un moyen d'y parvenir, en plus des mesures d'exploitation (p. ex. les manœuvres de couplage). Swissgrid intervient ainsi dans la planification de l'utilisation des centrales électriques et leur enjoint de produire plus ou moins d'électricité.

- ▶ La participation de la Suisse à d'autres plateformes d'échange importantes de l'UE est également menacée à l'avenir. Il s'agit par exemple des plateformes d'énergie de réglage TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), MARI (Manually Activated Reserves Initiative) ou PICASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation).
- ▶ Une clause de l'accord de base des gestionnaires de réseau de transport européens (Synchronous Area Framework Agreement, SAFA) permet à Swissgrid d'entamer des négociations avec ces derniers. Ces négociations sont déjà en cours. Si elles aboutissent, la Suisse pourrait participer, au moins en partie, à la coordination technique transfrontalière du système électrique européen, et ce, malgré l'absence d'un accord sur l'électricité.
- ▶ La Suisse et les pays européens sont en train de considérablement développer leur production d'électricité provenant des énergies renouvelables et d'arrêter en contrepartie les centrales au charbon et les centrales nucléaires. Cela se répercute également sur les flux d'électricité dans le réseau électrique européen et donc sur la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse.

## COMMENT LES ANALYSES ONT-ELLES ÉTÉ EFFECTUÉES?

---

La sécurité du réseau et la sécurité de l’approvisionnement de la Suisse en 2025 ont été examinées dans le cadre de différents scénarios. Pourquoi 2025? À partir de fin 2025, tous les gestionnaires de réseaux de transport européens doivent réserver au moins 70% des capacités transfrontalières pour les échanges entre les États membres de l’UE. L’absence de collaboration en matière d’électricité avec l’UE et les pays voisins a une incidence directe sur la Suisse: elle ne serait pas en mesure d’importer d’électricité en hiver conformément aux besoins et la sécurité du réseau pourrait être menacée par des flux d’électricité élevés et non planifiés. La nouvelle attribution des capacités de transport transfrontalières a aussi des conséquences sur le plan économique.

La simulation du marché de l’électricité et du réseau électrique en 2025 se fonde sur diverses hypothèses concernant, par exemple, les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>, la demande d’électricité, l’offre d’électricité et le volume des échanges d’électricité. Des hypothèses ont également été formulées par rapport au cadre réglementaire qui s’appliquera en Suisse et dans l’UE en 2025. À cet égard, il est important de rappeler que des changements sont encore possibles dans ce domaine. Par exemple, la règle des 70% peut être interprétée différemment ou être adaptée d’ici 2025. Par ailleurs, on ne sait pas quand l’Italie mettra en œuvre le FBMC (l’étude se base sur l’année 2025). S’agissant du marché suisse de l’électricité, on a supposé que la réserve stratégique prévue par la «loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables» sera concrétisée en 2025. Cette loi sera débattue au Parlement à partir de l’hiver 2021.

## SCÉNARIOS EXAMINÉS

---

L'un des scénarios reproduit la situation dans le cas d'un accord sur l'électricité tel qu'il était prévu. Les autres scénarios présentent les alternatives: une collaboration en matière d'électricité régie par des contrats avec les différents gestionnaires de réseau de transport des pays européens, un scénario sans aucune collaboration avec les pays voisins et, pour finir, un scénario de «statu quo». Ce dernier est toutefois purement théorique et sert uniquement de base de comparaison.

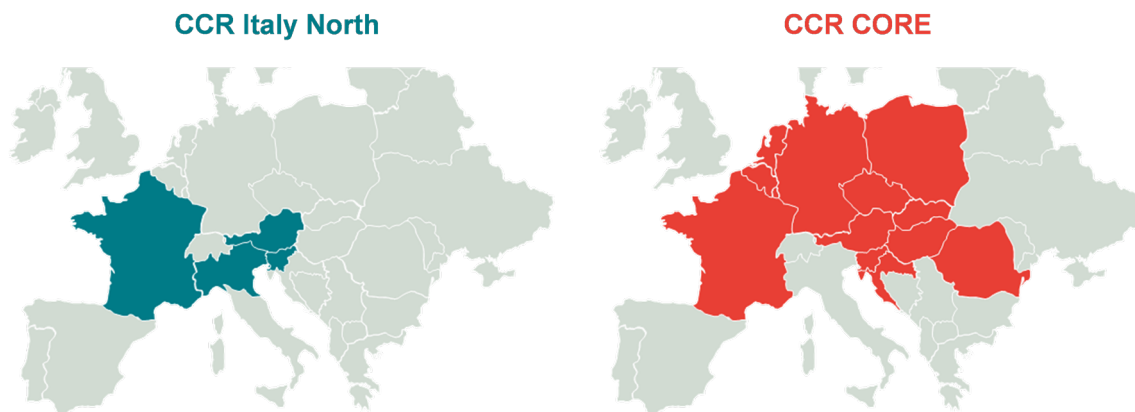


Figure 1: région de calcul de capacité ITN et CORE (source: Frontier Economics sur la base de la définition des régions de calcul de capacité donnée par l'ACER, l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie, annexe I)

Dans tous les scénarios, on a supposé que le développement du réseau de transport suisse dans l'optique du «réseau stratégique 2025» se déroulait comme prévu. Un retard à ce niveau pourrait également réduire les capacités d'importation supposées dans cette étude.

Des analyses quantitatives ont été réalisées pour les différents scénarios. Des simulations de marché pour le marché day-ahead montrent les flux commerciaux et les effets sur la prospérité. Des simulations de réseau et des analyses des mesures de redispatching présentent les congestions du réseau et les coûts pour y remédier. Des analyses de l'adéquation des capacités de production indiquent les conséquences sur la sécurité de l'approvisionnement.

Il a également été procédé à des analyses qualitatives. Elles montrent les effets des différents scénarios sur le marché intraday, le marché de la puissance de réglage et de l'énergie de réglage (important pour les mesures de redispatching), le marché des garanties d'origine et les marchés de capacités des pays voisins de la Suisse.

En outre, une situation particulièrement éprouvante pour le réseau de transport suisse a été définie: les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Beznau et un tiers des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles. Cela signifie que l'énergie à disposition est insuffisante. Cette situation de stress, plutôt improbable, mais qui ne saurait être exclue, illustre la plus grave de toutes les pénuries d'approvisionnement imaginables. Les conséquences de cette situation ont été établies dans tous les scénarios par le biais d'une analyse de l'adéquation des capacités de production. Elle indique si des capacités suffisantes sont disponibles au niveau des centrales nationales ou dans le cadre d'échanges transfrontaliers pour garantir un approvisionnement sûr.



## RÉSULTATS

---

### Scénario de «statu quo»

Ce scénario théorique sert uniquement de comparaison avec les autres scénarios. En effet, la réglementation dans l'UE évolue et de nouvelles règles doivent être mises en œuvre, de sorte que le maintien de la situation actuelle est impossible.

Dans ce scénario, les capacités de transport de la Suisse avec les pays voisins sont basées sur les capacités de transport attendues en 2025 d'un point de vue actuel. Comme la Suisse est physiquement bien intégrée au réseau interconnecté européen, les capacités d'exportation atteignent jusqu'à 11 300 mégawatts (MW) et les capacités d'importation jusqu'à 9010 MW.

Faute d'un accord sur l'électricité ou de contrats de collaboration, les réservations pour les capacités de transport suisses ne peuvent pas être reconnues dans le cadre de la règle des 70%. Les pays participant au FBMC doivent donc donner 70% de leur propre capacité de transport pour le FBMC. Dans certaines situations, il peut en résulter des flux d'électricité élevés à travers la Suisse, au total 34 térawatt-heures (TWh) par an. Ils proviennent du commerce de l'électricité de la Suisse et, pour une faible part, du commerce FBMC des régions voisines. Le prix du marché de gros en Suisse est de 38,8 €/MWh en moyenne, soit légèrement supérieur à celui de l'Allemagne et de la France, mais nettement inférieur au niveau de prix de l'Italie.

En raison des capacités d'échange élevées, ce scénario présente les coûts de redispatching les plus conséquents. Ils s'élèvent à au moins 809 millions d'euros (pour un redispatching de 48 TWh) dans les régions Suisse, Allemagne, France, Italie du Nord et Autriche.

### **Scénario S1: «aucune coopération» (scénario le plus pessimiste)**

Les coopérations existantes entre la Suisse et l'UE ne sont pas poursuivies et aucune nouvelle coopération n'est conclue. Les pays voisins ne peuvent respecter la règle des 70% que s'ils limitent la capacité de transport vers et depuis la Suisse. Dans le cadre de ce scénario, la Suisse ne pourrait donc utiliser commercialement qu'une capacité d'exportation de 2670 MW au maximum (soit environ quatre fois moins) et une capacité d'importation de 2750 MW au maximum (soit environ trois fois moins). Les contrats à long terme de la Suisse avec les centrales électriques françaises sont également concernés, ce scénario n'offrant aucune garantie d'une capacité de transport suffisante. Le présent scénario ne prend pas en compte les mesures techniques grâce auxquelles la Suisse pourrait limiter les flux de transit non planifiés résultant des échanges d'électricité de l'UE passant par la Suisse.

Dans ce scénario, il y a trop peu d'énergie disponible en Suisse pour faire face à la situation de stress définie (les centrales nucléaires de Beznau I+II et un tiers des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles). En raison des faibles capacités d'importation et de la pénurie d'énergie en hiver, les niveaux dans les centrales d'accumulation baisseraient rapidement. La situation deviendrait critique à la fin du mois de mars. Les besoins nationaux en électricité ne pourraient plus être couverts pendant 47 heures (Loss of Load Expectation LOLE). Il manquerait 66 gigawattheures d'énergie par an (Energy Not Served ENS). Dans des circonstances extrêmes (arrêts de production supplémentaires), l'approvisionnement pourrait même être interrompu pendant une durée allant jusqu'à 500 heures et le déficit d'énergie atteindrait plus de 690 gigawattheures par an.

Le commerce de la Suisse étant considérablement restreint, les flux de transit par la Suisse baissent à 21 TWh (contre 34 TWh dans le scénario de «statu quo»). Les flux FBMC en représentent la plus grande partie, avec 19 TWh.

En raison des restrictions élevées en matière d'échanges, ce scénario présente moins de congestions du réseau et des coûts de redispatching plus faibles. Ces derniers s'élèvent à 282 millions d'euros (pour un redispatching de 32 TWh). La plupart des congestions se situent en dehors de la Suisse, de sorte que les coûts peuvent être imputés aux pays voisins pour l'essentiel.

Comme les échanges d'électricité de la Suisse avec les pays voisins sont fortement limités par la règle des 70% à partir de 2025, les revenus du commerce transfrontalier (rentes de congestion) diminuent. Dans ce scénario, le prix du marché de gros en Suisse est en moyenne de 41,3 €/MWh (hypothèse: bonnes conditions hydrologiques pour la production hydroélectrique et développement des installations de production d'énergie renouvelable jusqu'en 2025). Comme dans le «statu quo», le niveau des prix est légèrement supérieur à celui de l'Allemagne et de la France, mais nettement inférieur à celui de l'Italie. Le faible niveau des prix entraîne pour la Suisse un effet négatif sur la prospérité pouvant atteindre jusqu'à -150 millions d'euros par an. Les années où les conditions hydrologiques sont bonnes, les effets sur la prospérité profitent surtout aux consommateurs d'électricité. Lors des années de sécheresse, les prix de l'électricité pourraient cependant connaître une très forte hausse. Les effets sur la prospérité sont inférieurs de 280 à 300 millions d'euros par an par rapport aux scénarios avec une collaboration en matière d'électricité (S2, S3). Les conséquences financières de l'absence d'accès au marché intraday, au marché de l'énergie de réglage, de l'exclusion des marchés de capacité et de la non-reconnaissance des garanties d'origine suisses ne sont pas incluses.

## Scénario S2: «coopération technique ITN/CORE»

Swissgrid conclut des contrats avec les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Italy North ITN (qui comprend la Slovénie, l'Italie, la France et l'Autriche), ainsi qu'avec les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité CORE (qui comprend la Belgique, l'Allemagne, la France, la Croatie, les Pays-Bas, l'Autriche, la Pologne, la Roumanie, la Slovaquie, la Slovénie, la République tchèque et la Hongrie), ce qui nécessite toutefois l'approbation des autorités nationales de régulation des pays concernés. Les contrats limitent les flux de transit FBMC par la Suisse et définissent le calcul de la capacité de transport aux frontières de la Suisse avec l'Italie du Nord, la France, l'Allemagne et l'Autriche. Dans le scénario S2, la Suisse pourrait utiliser commercialement une capacité d'exportation de 8690 MW au maximum et une capacité d'importation de 9310 MW au maximum.

Dans ce scénario, la situation de stress définie (les centrales nucléaires de Beznau I+II et un tiers des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles) peut être gérée en toute sécurité. L'énergie à disposition en Suisse est suffisante (l'adéquation des capacités de production est assurée). Les contrats avec ITN/CORE garantissent les capacités de transport aux frontières de la Suisse avec l'Italie du Nord, l'Allemagne, la France et l'Autriche. Ils limitent par ailleurs les transits FBMC par la Suisse, ce qui accroît encore la sécurité du réseau.

Le scénario S2 examine deux variantes. Dans la variante a, les échanges dans le cadre du FBMC sont soutenus par des mesures de redispatching et sont donc moins limités. Les flux de transit par la Suisse s'élèvent à 32 TWh dans la variante a, dont environ un quart provient des échanges FBMC. Les coûts de redispatching se chiffrent à 635 millions d'euros (pour un redispatching de 56 TWh). Ces coûts surviennent principalement en Italie et en Allemagne.

La variante b prévoit une réservation de capacités transfrontalières entre la Suisse et l'Italie (Net Transfer Capacity NTC) au détriment des échanges FBMC. Les flux de transit par la Suisse dans la variante b s'élèvent à 23 TWh, les coûts de redispatching à 307 millions d'euros (pour un redispatching de 26 TWh). Une partie de ces coûts est enregistrée dans des régions qui ne partagent pas de frontière avec la Suisse.

Le niveau de prix en Suisse est en moyenne de 42,7 €/MWh dans la variante a et de 42,5 €/MWh dans la variante b. Les effets sur la prospérité s'améliorent par rapport au scénario de «statu quo»: -10 millions d'euros par an (variante a) et 136 millions d'euros par an (variante b). Les consommateurs d'électricité bénéficient de ces effets sur la prospérité un peu plus que les producteurs. Par rapport au scénario «aucune coopération» (S1), la prospérité passe de 140 (variante a) jusqu'à 286 millions d'euros par an (variante b), et ce parce qu'il est possible d'utiliser davantage de capacités de transport aux frontières suisses et que les recettes (rentes de congestion) résultant des échanges d'électricité sont plus élevées.

### Scénario S3: «accord sur l'électricité»

L'accord met la Suisse sur un pied d'égalité avec un État membre de l'UE sur le marché intérieur européen de l'électricité, de sorte que toutes les exigences réglementaires de l'UE, y compris celles du Clean Energy Package, sont également applicables à la Suisse. La Suisse participe au FBMC. Grâce à ce mécanisme de calcul et d'attribution de capacité, les échanges d'électricité dans l'ensemble de la région sont optimisés compte tenu des différences de prix et des capacités de transport, de manière à maximiser la prospérité dans la région.

Ce scénario illustre la coopération la plus étroite entre la Suisse et ses pays voisins. Il offre une sécurité de l'approvisionnement supplémentaire ainsi que des avantages financiers pour la Suisse. La situation de stress définie (les centrales nucléaires de Beznau I+II et un tiers des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles) peut être gérée ici de la manière la plus sûre, car l'adéquation des capacités de production est davantage assurée. En effet, dans une situation d'approvisionnement précaire, le FBMC permet une meilleure exploitation des capacités de transport. Il existe également des règles claires pour le cas où des problèmes de sécurité d'approvisionnement surviendraient dans plusieurs régions.

L'accord sur l'électricité permet d'éviter des flux de transit non coordonnés à travers la Suisse résultant des échanges d'électricité des autres régions. Les flux FBMC sont optimisés en tenant compte des congestions du réseau en Suisse et le processus quotidien de calcul de capacité est simplifié. Les flux de transit par la Suisse s'élèvent à 21 TWh. La Suisse perçoit des rentes de congestion complètes pour ces transits. Les coûts de redispatching sont de 259 millions d'euros (pour un redispatching de 30 TWh). Certains de ces coûts concernent des régions qui ne partagent pas de frontière avec la Suisse. L'accord sur l'électricité permet également de réduire les interfaces et donc de diminuer encore les charges et les risques liés à l'exploitation du réseau.

Le niveau de prix en Suisse dans ce scénario est en moyenne de 41,4 €/MWh. Les effets sur la prospérité s'améliorent de 150 millions d'euros par an par rapport au scénario de «statu quo», ce qui profite principalement aux consommateurs d'électricité. Par rapport au scénario sans coopération (S1), la prospérité augmente de 300 millions d'euros par an. Les flux de transit FBMC, c'est-à-dire l'utilisation du réseau électrique suisse pour les échanges d'autres pays, sont en effet rémunérés financièrement (rentes de congestion). L'attribution implicite de capacités sur le marché day-ahead et le marché intraday permet une utilisation plus efficace des capacités de transport, ce qui améliore la prospérité. Les entreprises énergétiques suisses peuvent participer sur un pied d'égalité au marché intérieur européen, y compris les sous-marchés comme le marché intrajournalier transfrontalier Cross Border Intraday Market (XBID) ou les plateformes d'énergie de réglage qui offrent des débouchés commerciaux pour la puissance et la production des centrales électriques suisses flexibles. La reconnaissance des garanties d'origine suisses a également un effet positif. Swissgrid participant au FBMC au même titre que les gestionnaires de réseau de transport européens, elle a ainsi de meilleures possibilités de limiter les flux de transit non planifiés à travers la Suisse.

## RÉSUMÉ

---

- ▶ Les flux de transit FBMC générés par les échanges d'électricité des pays voisins de la Suisse ne sont actuellement pas fixés par contrat avec l'UE. Ces flux sont déjà élevés aujourd'hui. Ils représentent une charge pour le réseau de transport suisse et compromettent parfois son exploitation sûre. Ce problème va nettement s'accroître en 2025 suite à la mise en œuvre complète de la règle des 70% dans le cadre du FBMC.
- ▶ Un scénario sans coopération technique garantie par contrat (scénario S1 «aucune coopération») est désavantageux pour la Suisse: la sécurité de l'approvisionnement (restrictions des importations) et la sécurité du réseau (flux de transit non planifiés) seraient amoindries. Dans des situations critiques, comme une pénurie d'énergie en hiver, la Suisse ne pourrait pas importer suffisamment d'électricité. Il y aurait également des effets négatifs considérables sur la prospérité, pour les consommateurs et les producteurs d'électricité. Par rapport aux scénarios S2 et S3, la prospérité serait inférieure de 280 à 300 millions d'euros par an.
- ▶ Des problèmes accrus de sécurité du réseau et de l'approvisionnement en Suisse ont également des répercussions sur d'autres pays en Europe. Une collaboration technique minimale garantie par contrat devrait donc également être dans l'intérêt de l'UE.
- ▶ Une collaboration technique garantie par contrat avec ITN et CORE (scénario S2 «coopération technique ITN/CORE») améliorerait la sécurité du réseau et de l'approvisionnement de la Suisse. En cas de situations critiques, des capacités de transport suffisantes seraient disponibles pour importer de l'électricité aux frontières de la Suisse avec l'Allemagne, la France, l'Autriche et l'Italie. Les effets sur la prospérité seraient par ailleurs nettement plus positifs.



- Un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE (scénario S3 «accord sur l'électricité») présenterait plusieurs avantages par rapport aux solutions contractuelles entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de transport des régions voisines de calcul de capacité. Swissgrid et les entreprises énergétiques suisses pourraient participer sur un pied d'égalité à tous les organes de décision, aux processus de l'UE relatifs à la sécurité des réseaux et à toutes les plateformes du marché intérieur européen de l'électricité. Cela permettrait d'améliorer encore davantage la sécurité du réseau et de l'approvisionnement de la Suisse, ainsi que les effets positifs sur la prospérité.

	<b>S1</b> Aucune coopération	<b>S2 (variante a/b)</b> Coopération technique		<b>S3</b> Accord sur l'électricité
<b>QUANTITATIF</b>				
<b>Effets sur la prospérité (plus-value économique)</b>	-150 Mio. €	-10 Mio. €	+136 Mio. €	+150 Mio. €
<b>Sécurité de l'approvisionnement en 2025</b>	pas assurée en situation extrême	assurée		assurée
<b>Sécurité opérationnelle de l'exploitation du réseau</b>	mise en danger en situation extrême	garantie moyennant des charges élevées		garantie
<b>Accès des sociétés suisses aux marchés de l'électricité voisins</b>	accès au marché fortement limité	accès au marché possible moyennant des charges élevées		accès au marché possible
<b>QUALITATIF</b>				

Figure 2: Aperçu simplifié des scénarios de coopération

# IMPRESSUM

---

**Éditeur — Office fédéral de l'énergie OFEN**

Octobre 2021

Pulverstrasse 13 · CH-3063 Ittigen ·

Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, 3003 Berne ·

Tél. +41 58 462 56 11 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

[twitter.com/bfeenergeia](https://twitter.com/bfeenergeia)

Image: [shutterstock.com](https://www.shutterstock.com)