



Document de référence

# Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée

## Évaluation de l'EICom

27 février 2020

### Table des matières

<b>1</b>	<b>Contexte</b> .....	<b>3</b>
1.1	Introduction .....	3
1.2	Conclusions de l'étude de l'EICom sur l'adéquation du système électrique en 2025 .....	3
<b>2</b>	<b>Volumes</b> .....	<b>4</b>
2.1	Part de la production hivernale suivant la technologie .....	4
2.2	Courbe de développement selon le 1 <sup>er</sup> paquet de mesures de la SE 2050 .....	6
2.3	Garantie des importations grâce à l'accord sur l'électricité .....	6
2.4	Résultats et conclusion intermédiaire .....	6
<b>3</b>	<b>Développement de la production indigène</b> .....	<b>7</b>
3.1	Ordre de grandeur .....	7
3.2	Délimitation avec la réserve stratégique .....	9
3.3	Conséquences d'une production PV renforcée durant l'été .....	9
<b>4</b>	<b>Conclusions</b> .....	<b>9</b>

### Historique des changements

Version	Date	Remarques
01-01	18.05..2020	Potentiel de développement des installations photovoltaïques précisé dans la note de bas de page 8 et adaptations minimales de la mise en page

## Résumé

Le 21 mai 2017, le peuple suisse a accepté la nouvelle loi sur l'énergie (LEne) et donc approuvé la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 (ci-après SE 2050). Il en a résulté une interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires (ci-après CN) et un (premier) paquet de mesures visant à réduire la consommation d'énergie et à promouvoir les énergies renouvelables (ER). D'autres mesures (p. ex. SICE) n'avaient pas obtenu de majorité au Parlement.

En vertu de l'art. 22, al. 3, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) doit surveiller la sécurité de l'approvisionnement. Si celle-ci apparaît compromise à moyen ou à long terme, l'EiCom doit proposer au Conseil fédéral, en vertu de l'art. 22, al. 4, LApEI, de prendre des mesures au sens de l'art. 9 LApEI.

Sur la base des calculs de sécurité effectués pour 2025, l'EiCom est parvenue à la conclusion que sans les deux grandes CN (Gösgen [CNG] et Leibstadt [CNL]) en particulier, la dépendance à l'égard des importations et les risques qui en découlent font sensiblement accroître la probabilité de pénuries d'approvisionnement justement durant le semestre d'hiver. La notion de risques englobe notamment la capacité d'exportation des pays voisins mais également leur volonté d'exporter (diminution de la production réglable) ainsi que d'éventuelles congestions du réseau. Partant, la question se pose de savoir si, à long terme mais au plus tard au moment de la mise hors service de ces deux grandes CN, les mesures décidées dans le cadre de la SE 2050 suffiront pour assurer la sécurité de l'approvisionnement.

Le potentiel de production supplémentaire issue des énergies renouvelables (ER) devrait suffire pour compenser une part substantielle de la production hivernale des CN qui fera défaut (env. 14 TWh). Le développement grâce à l'énergie éolienne et à la géothermie semble toutefois peu probable dans le volume nécessaire et la progression du photovoltaïque (PV) grâce aux surfaces avantageusement exploitables a seulement conduit jusqu'ici à une production annuelle de 1,7 TWh. Il ne faut pas s'attendre à ce que le potentiel des ER puisse être pleinement exploité au regard des conditions-cadres actuelles.

Étant donné les prix bas sur les marchés de gros, il ne faut pas non plus s'attendre à des investissements importants dans la production en Suisse ces prochaines années. Comme les subventions sont limitées, l'EiCom conclut à la nécessité de procéder à un examen des conditions-cadres de la production hivernale pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Sans nouvelles mesures, il semble autrement très probable qu'une grande partie de l'énergie nucléaire manquante doive être compensée en premier lieu par des importations – alors qu'il existe de grandes incertitudes quant à la future capacité d'exportation des pays voisins mais également quant à leur volonté d'exporter.

Le projet mis en consultation dans le cadre de la révision en cours de la LApEI ne prévoit pas de mesures législatives pour faire face à la menace qui se dessine pour la sécurité de l'approvisionnement en Suisse après la mise hors service des deux grandes CN. Compte tenu de la durée d'exploitation indéterminée des CN et dans la perspective d'une évaluation des risques, il serait judicieux de se lancer rapidement dans le développement des capacités de production pour le semestre d'hiver.

En conséquence l'EiCom estime nécessaire de prévoir les mesures suivantes dans le cadre de la révision de la LApEI pour garantir à long terme la sécurité de l'approvisionnement en hiver :

1. l'inscription dans la loi 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 légale, pour le Conseil fédéral, d'effectuer 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.

# 1 Contexte

## 1.1 Introduction

La politique climatique et les objectifs de sortie du nucléaire définis dans l'ère post-Fukushima entraînent un changement structurel dans la production d'électricité, et pas seulement en Suisse. À l'échelle européenne, une part importante de la production contrôlable sera découplée du réseau ces prochaines années. En parallèle une augmentation de la production essentiellement fluctuante issue de l'énergie éolienne et photovoltaïque est prévue. Cela représente particulièrement un défi pour la Suisse, où la part de l'énergie nucléaire est de près de 35 % à l'heure actuelle, malgré des possibilités d'importation considérables.

En vertu de l'art. 22, al. 3, LApEI, l'EICom observe l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays<sup>1</sup>. Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise à moyen ou à long terme, elle propose, en vertu de l'art. 22, al. 4, LApEI, de prendre des mesures au sens de l'art. 9 LApEI. Il peut aussi bien s'agir de mesures de mise en œuvre concrètes que de propositions d'adaptations légales.

Suite aux situations exceptionnelles en matière d'approvisionnement au cours des derniers semestres d'hiver (congestions dans le réseau de transport, faible débit des cours d'eau, faible niveau de remplissage des bassins d'accumulation ou disponibilité réduite des CN en Suisse et à l'étranger), l'EICom a examiné la situation de l'approvisionnement en détail pour les années 2020 et 2025. Vu la part relativement élevée de la production d'énergie renouvelable et la prise en compte des échanges transfrontaliers, on en est venu, à l'échelle européenne, à évaluer la sécurité de l'approvisionnement à l'aide de modèles probabilistes. La sécurité de l'approvisionnement est évaluée sur la base de la situation réelle, des données climatiques historiques (importantes pour la consommation et la production d'énergie hydraulique, éolienne et photovoltaïque), des défaillances possibles des centrales et des scénarios de stress admis.

Étant donné les délais relativement longs pour la réalisation de nouvelles centrales, l'EICom se demande dans quelle mesure les conditions-cadres actuelles sont appropriées pour garantir la sécurité de l'approvisionnement à long terme. Comme il s'agit d'un bien collectif et dans le contexte de la sortie progressive du nucléaire décidée dans le cadre de la SE 2050, l'EICom juge indispensable et utile d'engager une discussion politique sur la sécurité de l'approvisionnement à long terme et sur le degré d'auto-approvisionnement nécessaire. Le présent rapport synthétise les réflexions de l'EICom sous une forme succincte.

## 1.2 Conclusions de l'étude de l'EICom sur l'adéquation du système électrique en 2025

L'EICom a communiqué les résultats de son étude sur l'adéquation du système électrique en 2025 (*System Adequacy 2025*) et ses conclusions aux parlementaires à l'occasion d'une conférence de presse en mai 2018 ainsi que lors du Forum EICom en novembre 2018. En voici les points principaux :

1. Au vu des résultats chiffrés des différents scénarios, il n'est pas nécessaire de prendre des mesures urgentes (au sens d'appels d'offres pour l'acquisition d'électricité). Mais l'EICom est favorable à la préparation de décisions réservées pour l'établissement d'une réserve stratégique.
2. Les résultats des calculs pour 2025 montrent aussi que les risques d'approvisionnement augmenteront après la mise hors service des deux grandes CN de Suisse (CN-CH). Ce constat dans le scénario de stress pour 2025 fait porter la sécurité de l'approvisionnement au niveau

---

<sup>1</sup> Message LApEI, FF 2005 1526.

politique au regard du déficit structurel prévisible découlant de la mise hors service effective des CN-CH : la probabilité que les CN-CH soient hors service en 2035 (après une durée d'exploitation de 50 ans pour la CNL et de 55 ans pour la CNG) est bien plus forte qu'en 2025 (après 40 et 45 ans). La nécessité d'une intervention régaliennne sur le marché et de mesures urgentes est réduite si une part substantielle de la production nucléaire hivernale qui fera défaut continue d'être assurée en Suisse.

L'EICOM a aussi exprimé sa volonté d'examiner les conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropiée à l'occasion de la consultation sur la révision de la LApEI.

#### Parenthèse sur la Belgique

En 2003, la Belgique a également décidé de ne plus construire de nouvelles CN. Les sept blocs existants (env. 5800 MW) devaient être arrêtés entre 2015 et 2025, après une durée d'exploitation de 40 ans. Plusieurs reports ont accentué les incertitudes liées aux conditions-cadres pour investir dans des capacités de production de remplacement en Belgique. Début 2018, la date de l'arrêt des installations a été fixée une nouvelle fois avant 2025, ce qui n'est toutefois pas forcément définitif ni contraignant.

Depuis 2014, la Belgique prévoit la possibilité de constituer une réserve stratégique. La nécessité de le faire pour l'hiver à venir est définie sur la base d'un calcul probabiliste. De 2015 à 2017, une capacité de réserve de 700 à 1200 MW a ainsi été contractée. Comme le calcul pour l'hiver 2018/19 n'a pas atteint les valeurs limites prévues, les autorités ont décidé à la fin de l'été 2018 de ne pas faire l'acquisition d'une réserve stratégique pour l'hiver 2018/19.

À la suite d'indisponibilités soudaines des CN belges fin septembre 2018, les autorités ont craint des pénuries d'approvisionnement (de l'ordre de 10 à 20 % de la consommation nationale) pour les mois de novembre et de décembre 2018. Sur les sept blocs, un seul était disponible par moments. La Belgique a activé toutes les capacités disponibles dans le pays et a rapidement demandé le soutien politique de ses voisins (F, NL, D) pour les services électriques. Malgré ces mesures, le pays s'est préparé à se délester de certaines charges au cas où la stabilité du réseau serait compromise. Les températures douces, la grande disponibilité des CN françaises et la remise en service de plusieurs blocs de centrales en Belgique ont permis d'assurer l'approvisionnement sans défaillances cet hiver-là.

L'exemple de la Belgique montre que les études sur l'adéquation du système ne reflètent la réalité que de manière limitée. Il est nécessaire d'en tenir compte en évaluant les mesures à prendre (sur le plan politique ou réglementaire).

## 2 Volumes

### 2.1 Part de la production hivernale suivant la technologie

Une analyse annuelle orientée sur la sécurité de l'approvisionnement est insuffisante : comme le montrent les statistiques de l'électricité de l'OFEN, la dépendance à l'égard des importations est en particulier critique durant les mois d'hiver<sup>2</sup>. Un stockage saisonnier de l'électricité supplémentaire et allant au-delà de ce qui se fait actuellement n'est pas possible à grande échelle ou pas rentable : la capacité des centrales à pompage-turbinage est bien trop faible (limitée notamment par les réservoirs en aval). La conversion de l'électricité en méthane résoudrait le problème du stockage saisonnier – mais, sur la base de la technologie actuelle, ce procédé n'est pas rentable en raison des pertes importantes durant la conversion. Une avancée technologique ces prochaines années ou décennies est possible, mais pas certaine. C'est pourquoi il faut s'attendre à ce que les excédents produits au cours du semestre d'été ne puissent pas être utilisés l'hiver autrement que comme jusqu'ici (centrales à accumulation).

<sup>2</sup> Die Wintermonate umfassen Oktober bis und mit März.

#### Parenthèse sur les accumulateurs saisonniers

Une alternative pour couvrir la production hivernale par des installations indigènes serait de trouver une solution à la problématique des accumulateurs saisonniers. Si l'on pouvait transférer les excédents de production estivale à la saison hivernale à une échelle industrielle, le développement des capacités de production ne serait nécessaire en Suisse que dans une moindre mesure pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en hiver.

À noter cependant que l'excédent de production hydroélectrique estivale qui est observable jusqu'ici en Suisse disparaîtrait après la mise hors service des CN-CH. Le transfert d'un excédent estival à la saison hivernale au moyen d'accumulateurs saisonniers ne serait donc réalisable qu'en développant les capacités de production, par exemple par le biais du PV. Mais les accumulateurs saisonniers pourraient aussi être remplis par des importations l'été.

Quant aux technologies Power-to-Gas ou Power-to-Liquid, ce sont en premier lieu les rendements qui constituent un facteur limitant pour la conversion (production d'hydrogène 80 % ; pile à combustible ou méthanisation env. 70 % ; conversion en électricité 60 %).

Eu égard à la sécurité de l'approvisionnement, le potentiel des différentes technologies est ainsi déterminant pour la production hivernale. Cette simplification est toutefois plus proche de la situation réelle qu'une analyse annuelle. Le tableau ci-dessous montre les parts de production des différentes technologies durant les mois d'hiver. La consommation finale en hiver représente près de 55 % de la consommation finale annuelle.

#### Parts de production durant les mois d'hiver et potentiel de développement maximal

Technologie	Part de production hivernale	Potentiel de développement jusqu'en 2035 (vs situation 2015/16) en TWh/a <sup>3</sup>	Dont, en hiver, TWh/semestre hivernal
Énergie nucléaire	55 % <sup>4</sup>		
Grande hydraulique	42 % <sup>4</sup>	1.3	0.55
Petite hydraulique	42 % <sup>4</sup>	2.0	0.84
Énergie éolienne	66 % <sup>5</sup>	1.6	1.06
Photovoltaïque	36 % <sup>6,7</sup>	14.9 – 29.1 <sup>8</sup>	5.36 – 10.5
Déchets (renouvelable)	43 % <sup>9</sup>	n.n.	-
Bois-CETE	74 % <sup>10</sup>	0.5	0.37
Installations de biogaz agricole	50 % <sup>11</sup>	0.6	0.30
Biogaz (STEP)	50 % <sup>11</sup>	n.n.	-
Géothermie profonde	50 % <sup>11</sup>	probablement pas encore disponible à grande échelle	-
<b>Somme</b>			<b>8.5 – 13.6</b>

La pertinence des technologies dépend en partie aussi de la production journalière ou horaire et d'autres indicateurs tels que les possibilités de stockage durant l'hiver.

<sup>3</sup> Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen (en allemand), nov. 2017, PSI/BFE

<sup>4</sup> Statistique suisse de l'électricité 2017, OFEN.

<sup>5</sup> eolien-factuel.ch.

<sup>6</sup> Donnée OFEN, janvier 2019.

<sup>7</sup> Des essais actuels sur des installations pilotes montrent que la part hivernale peut être accrue (cf. ZHAW, « Solar-Testanlage in Davos », www.zhaw.ch). Une augmentation significative ces prochaines années ou décennies est possible en théorie, mais elle présuppose la construction de parcs photovoltaïques dans des zones alpines d'altitude mais elle ne peut pas être retenue en raison de différents conflits potentiels notamment concernant l'utilisation du territoire.

<sup>8</sup> Données informelles de l'OFEN fournies en janvier 2019 : le potentiel durable des installations photovoltaïques pour 2050 s'élève à 50 TWh (toits) et à 10 TWh (façades). Le développement jusqu'à 2035 étant estimé à 50 % et compte tenu des installations existantes de 2017, le potentiel de développement s'élève à 29,1 TWh/a, et à 10,5 TWh en hiver.

<sup>9</sup> Sur la base de « Transformation der Abfallverwertung in der Schweiz für eine hohe und zeitlich optimierte Energieausnutzung » (en allemand), OFEN 2014.

<sup>10</sup> Sur la base de Document de connaissances de base AES, « Électricité issue de la biomasse », janv. 2018.

<sup>11</sup> Estimation EICom.

## 2.2 Courbe de développement selon le 1<sup>er</sup> paquet de mesures de la SE 2050

Certaines hypothèses sont nécessaires pour évaluer la contribution du premier paquet de mesures à la production hivernale. La SE 2050 comprend l'objectif général d'atteindre d'ici 2035 une production de 11,4 TWh/a avec des agents énergétiques renouvelables (sans l'hydraulique). Pour certaines technologies, seules des valeurs indicatives sont prévues. Un objectif de production annuelle en 2035 n'est indiqué que pour l'hydroélectrique, avec une valeur cible explicite de 37,4 TWh/a.

Compte tenu des parts de production en hiver, de la valeur cible pour la force hydraulique et de l'hypothèse selon laquelle la valeur indicative de 11,4 TWh/a est atteinte, il en découle en théorie une augmentation de la production hivernale de l'ordre de 4,4 TWh<sup>12</sup>, hydraulique incluse.

## 2.3 Garantie des importations grâce à l'accord sur l'électricité

Le projet de révision de la LApEI mis en consultation ne prévoit pas de mesures supplémentaires consacrées à la question d'une production hivernale appropriée. Il précise toutefois que l'accord sur l'électricité améliorera la disponibilité des importations. L'EICom reconnaît aussi un avantage à améliorer la sécurité juridique pour l'utilisation transfrontalière du réseau par le biais de l'accord sur l'électricité. Mais au regard de la sécurité de l'approvisionnement, les possibilités dans le cadre d'une réglementation avec l'UE sont limitées, car

- un accord sur l'électricité n'affecte pas la *capacité* d'exportation des pays voisins et
- les dispositions de l'UE pour définir la capacité transfrontalière aux frontières de l'UE seront appliquées indépendamment de l'accord sur l'électricité. Si 70 % de la capacité installée pouvaient ou devaient devenir disponibles pour les échanges aux frontières suisses, cela consoliderait le couplage aux marchés limitrophes. S'il serait ainsi plus facile de couvrir les déficits en Suisse, les congestions dans les pays voisins seraient davantage importées. La sécurité du réseau serait en outre fortement compromise par des congestions internes et des capacités de redispatching guère suffisantes.

## 2.4 Résultats et conclusion intermédiaire

Compte tenu :

- des taux de développement actuels de la production issue des énergies renouvelables,
- de l'absence d'un deuxième paquet de mesures de la SE 2050,
- des incitations insuffisantes dans l'environnement du marché,
- du potentiel de développement limité de l'énergie éolienne et de la géothermie,
- de l'absence de mesures dans le cadre de la révision de la LApEI,

le remplacement à temps d'une part essentielle de la production hivernale des CN qui fera progressivement défaut semble peu probable au regard des conditions-cadres actuelles.

---

<sup>12</sup> Énergie éolienne : augmentation de 1,6 à 1,7 TWh (potentiel max. PSI), biomasse : augmentation de 0,8 à 2,6 TWh (hypothèse déchets [renouvelable] et biogaz [STEP] comme aujourd'hui, bois-CETE et installations de biogaz agricole potentiel max. PSI), géothermie profonde : augmentation de et à 2,2 TWh (hypothèse 50 % de l'objectif de développement 2050), photovoltaïque : augmentation de 3,2 à 4,9 TWh (+ hypothèse EICom d'augmentation PV de manière à atteindre une production annuelle totale de 11,4 TWh). D'ici 2035, cela représente ainsi une augmentation de la production hivernale de 3,8 TWh (sans l'hydraulique) ou avec l'hydraulique de 4,4 TWh (éolien : 1,05 TWh, biomasse : 0,47 TWh, géothermie profonde : 1,1 TWh, PV : 1,15 TWh, hydraulique : 0,67 TWh).

## 3 Développement de la production indigène

### 3.1 Ordre de grandeur

En fin de compte, fixer le degré d'auto-provisionnement est une question (politique) d'évaluation des risques. Le réseau de transport bien développé permet en principe des importations conséquentes. Il s'agit au fond d'apprécier la capacité d'exportation des pays voisins et leur volonté en la matière. À cet égard, il est nécessaire de tenir compte des facteurs suivants :

- ces prochaines années, des centrales en grande partie contrôlables seront retirées du marché dans les pays voisins,
- sur la base des prix actuels sur le marché à terme, il ne faut pas s'attendre à un développement rapide de la capacité contrôlable,
- la disponibilité de la capacité de transport transfrontalière de la Suisse est liée à l'optimisation dans l'espace européen sur un plan aussi bien technique que politique.

À l'inverse, on peut aussi partir du principe que

- l'approvisionnement de la Suisse peut être généralement garanti par les surcapacités des États voisins et, au besoin, par les capacités étrangères qui ne sont pas disponibles sur le marché (par analogie aux aides accordées à la Belgique).

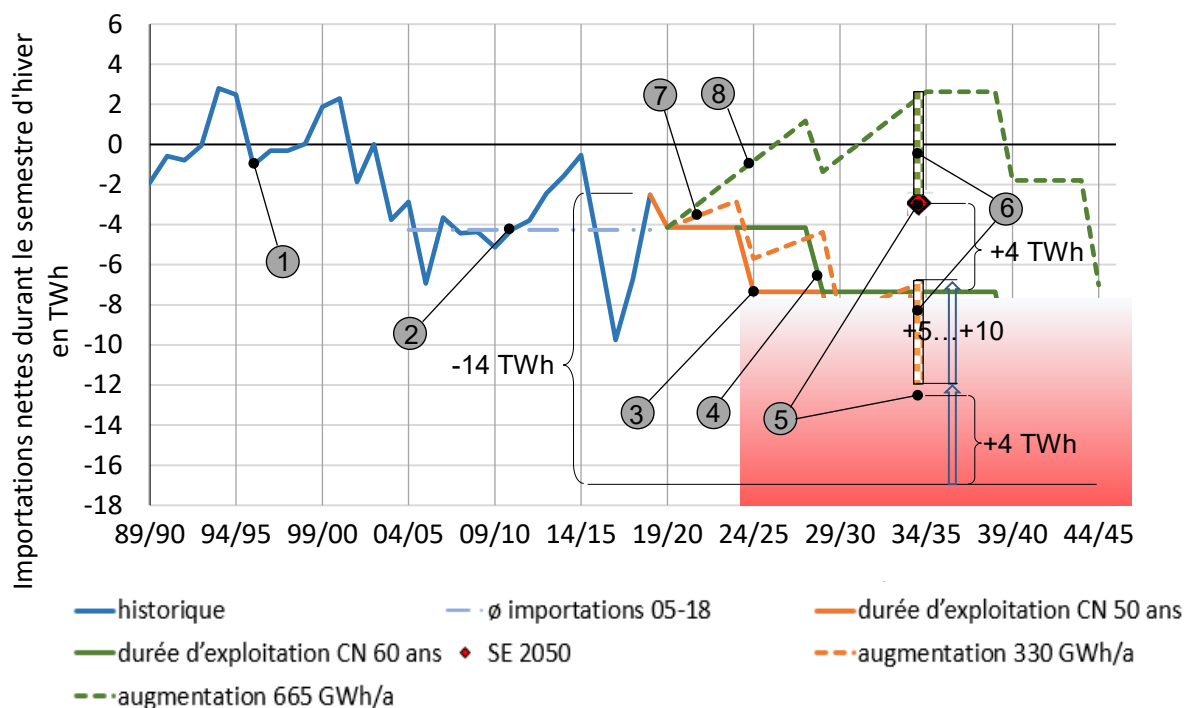
Sur la base des résultats chiffrés des calculs sur l'adéquation du système, on pourrait argumenter le cas échéant qu'un développement à hauteur du déficit d'approvisionnement (ENS) suffit pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Définir le développement nécessaire sur la seule base des résultats de l'adéquation du système semble trop risqué de l'avis de l'EICOM, car

- une infrastructure aussi indispensable que l'approvisionnement en électricité pour la plupart des domaines de la vie ne devrait pas être exploitée à la limite de ses capacités pendant une longue période,
- les résultats des calculs sur l'adéquation du système reflètent en fin de compte les hypothèses admises (en particulier sur la capacité et la volonté d'exportation des pays voisins) et ne tiennent pas compte des risques inconnus ou inattendus (événements disruptifs, voir l'exemple de la Belgique),
- le pouvoir de négociation de la Suisse dans la définition des règles des échanges transfrontaliers s'est détérioré avec le déficit structurel croissant,
- la construction de centrales implique un délai d'au moins cinq à quinze ans, pendant lequel un besoin assuré devrait être constaté soit à court terme (à la suite d'événements inattendus comme p. ex. en Belgique), soit avec une plus faible probabilité d'occurrence dans le cadre des calculs sur l'adéquation du système.

La définition d'un degré d'auto-provisionnement raisonnable au sens d'une évaluation des risques fondée sur un consensus politique devrait donc tenir compte du besoin d'importation net pendant le semestre d'hiver. Cet indicateur a un degré d'abstraction approprié pour la discussion politique. Une discussion sur la base de chiffres annuels (production ou importation) est en particulier insuffisante en cas d'augmentation massive de la production stochastique et au regard des limites du stockage saisonnier. Une résolution plus fine qu'une analyse hivernale ne s'impose pas, car les accumulateurs disponibles en Suisse (représentant près de 8 TWh) sont à même de faire face à des congestions à court terme (heures, jours, semaines).

Le graphique ci-dessous indique en bleu (1) les importations nettes durant le semestre d'hiver au cours des 30 dernières années. L'évolution montre que le bilan est resté à peu près équilibré jusqu'au tournant du millénaire. De 2004/05 à 2018/19, les besoins d'importation ont augmenté en hiver pour atteindre en moyenne 4,2 TWh (2).

## Importations nettes durant le semestre d'hiver



La ligne orange (3) montre l'augmentation possible des besoins d'importation durant le semestre d'hiver à la suite de la mise hors service des CN-CH après une durée d'exploitation de 50 ans<sup>13</sup> (CN Mühleberg un peu plus tôt, CN Beznau un peu plus tard). La ligne verte (4) indique l'augmentation possible en cas de mise hors service des CN après 60 ans. Dans l'ensemble, près de 14 TWh de production hivernale disparaîtront ces 15 à 25 prochaines années. Compte tenu des besoins d'importation moyens des dix dernières années, il en découle, d'un point de vue comptable (sans développement en Suisse), des besoins d'importation de près de 17 TWh en hiver.

L'augmentation de la production hivernale sur la base des instruments existants (RPC, communautés de consommation propre, contributions à l'investissement) devrait atteindre près de 4 TWh d'ici 2035 (5). Si les CN-CH étaient déconnectées du réseau en 2035, il en résulterait des besoins d'importation de plus de 12 TWh. La situation des importations au cours du semestre d'hiver 2016/17 a montré que la situation pouvait être parfois très tendue, déjà avec des besoins d'importation d'« à peine » 10 TWh couplés à une capacité d'exportation restreinte des pays voisins. Comme la capacité d'exportation de ces pays diminuera très probablement ces prochaines années, une évaluation des risques montre qu'une part substantielle de la production hivernale qui fera (potentiellement) défaut devra être elle-même remplacée en Suisse.

S'agissant de la part substantielle, nous estimons appropriée, en tenant compte du risque que les CNG et CNL ne soient plus connectées au réseau en 2035, une augmentation brute de la production hivernale de l'ordre de 5 à 10 TWh d'ici 2035 (6). Dans le pire des cas (seulement 5 TWh d'augmentation et les CNB, CNL et CNG déjà hors service en 2035), il faudrait encore importer 12 TWh d'un point de vue purement arithmétique. Dans le meilleur des cas (10 TWh d'augmentation et les CNL et CNG encore en exploitation en 2035), il en résulte potentiellement un excédent d'exportation temporaire de 3 TWh. Le risque d'une surcapacité semble faible au regard des retards possibles dans le développement de la production suisse et de l'augmentation potentielle de la consommation (pompes à chaleur, électromobilité, croissance démographique). Au plus tard au moment de la mise hors service de la CNG et de la CNL, il en résulte une nouvelle fois des importations nettes de près de 7 TWh d'un point

<sup>13</sup> Dans la SE 2050, le Conseil fédéral table sur une durée d'exploitation de 50 ans pour les CN-CH pour des raisons de sécurité et non en fonction de la politique, cf. message relatif au premier paquet de mesures, FF 2013, p. 6803. L'EICOM base ses réflexions sur cette durée de 50 années. En supposant que la durée d'exploitation des CN-CH soit de 60 ans, l'urgence de la situation serait certes atténuée, mais les conclusions de l'EICOM resteraient valables en raison de la composante risque inchangée.



de vue purement arithmétique. Un développement de 5 (respectivement 10) TWh nécessite une augmentation annuelle de la production hivernale de l'ordre de 330 (respectivement 660) GWh (7 ou 8) entre 2021 et 2035.

Compte tenu des risques liés aux importations, la production propre devrait être dimensionnée de telle sorte à pouvoir maintenir les importations hivernales sous le seuil de 10 TWh.

### 3.2 Délimitation avec la réserve stratégique

Dans le cadre de la révision de la LApEI, le Conseil fédéral a prévu l'introduction d'une réserve stratégique comme élément fixe sur le marché suisse de l'électricité. Cette mesure est judicieuse pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement en cas de pénurie à court terme et de courte durée. Pour préserver les responsabilités dans la conception du marché qui, en soi, a fait ses preuves, l'EICOM estime important que la réserve stratégique soit conçue comme une mesure «en dehors du marché».

À l'inverse, il n'est pas question de pénuries d'approvisionnement à court terme ou de courte durée pour garantir une production propre appropriée durant le semestre d'hiver. Cette énergie (par analogie aux marchés de gros limitrophes) est commercialisée sur le marché energy-only.

### 3.3 Conséquences d'une production PV renforcée durant l'été

Un renforcement accru du photovoltaïque dans l'UE et en Suisse entraîne une augmentation de la production notamment durant l'été. Les conséquences sont multiples et conduisent notamment à une nouvelle baisse du niveau des prix durant l'été, voire même davantage de prix négatifs. En raison d'un profil de production similaire (sur une base mensuelle), la production PV se retrouve également en concurrence directe avec les centrales au fil de l'eau<sup>14</sup> en Suisse. Cela complique la possibilité de dégager des contributions suffisantes pour maintenir à long terme la production au fil de l'eau. Dans la perspective des prochains renouvellements des concessions des centrales au fil de l'eau, une dévaluation éventuelle pourrait compliquer les discussions. Un affaiblissement de cet effet de cannibalisation pourrait certes être obtenu avec un « Peak shaving »<sup>15</sup> de la production PV, ce qui à nouveau réduirait la rentabilité de la PV.

## 4 Conclusions

L'EICOM estime nécessaire d'inclure au niveau de la loi, dans le cadre de la révision en cours de la LApEI :

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 ;

étant donné que :

- les besoins d'importation devraient sensiblement augmenter suite à l'arrêt des CN-CH ces prochaines années,
- la future capacité d'exportation des pays voisins et leur volonté en la matière sont sujettes à des incertitudes majeures,
- les incitations ne suffisent guère pour investir dans la production hivernale,
- la sécurité de l'approvisionnement est un bien collectif,
- la réponse à la question d'un auto-approvisionnement approprié doit être politique, les conditions-cadres doivent aussi garantir la sécurité de l'approvisionnement à long terme.

<sup>14</sup> Cf. « Wege zu einem neuen Strommarktdesign », M. Piot / M. Beer, Bulletin de l'AES 8/2016

<sup>15</sup> Cf. « Le plan solaire et climat », R. Nordmann, 2019, Favre