



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,  
Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Netze

Novembre 2022

---

# **Rapport sur les résultats de la consultation concernant le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique**

---

Numéro du dossier: BFE-471.3-20/10/11



BFE-D-DD883401/175

## Table des matières

<b>1.</b>	<b>Contexte et objet de la consultation .....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>Déroulement et destinataires .....</b>	<b>3</b>
<b>3.</b>	<b>Vue d'ensemble des participants à la consultation .....</b>	<b>3</b>
<b>4.</b>	<b>Résumé des thèmes centraux .....</b>	<b>4</b>
<b>5.</b>	<b>Résultats de la consultation par catégories de participants .....</b>	<b>6</b>
5.1.	Avis des cantons (y c. EnDK) .....	6
5.2.	Avis des partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale .....	11
5.3.	Avis des associations faitières de l'économie qui œuvrent au niveau national .....	15
5.4.	Avis des commissions et conférences .....	16
5.5.	Avis du secteur de l'électricité .....	16
5.6.	Avis de l'industrie et des services .....	25
5.7.	Avis des organisations pour la protection de l'environnement et du paysage .....	28
5.8.	Autres organisations actives dans les domaines de la politique ou des techniques énergétiques .....	29
5.9.	Autres participants à la procédure de consultation .....	32
<b>6.</b>	<b>Liste des abréviations .....</b>	<b>34</b>
<b>7.</b>	<b>Liste des participants à la consultation .....</b>	<b>36</b>

## 1. Contexte et objet de la consultation

En vertu de l'art. 9a de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) établit un scénario-cadre d'économie énergétique (SC CH) comme base pour la planification du réseau. Lors de l'élaboration du SC CH, l'OFEN doit s'appuyer sur les objectifs de politique énergétique de la Confédération ainsi que sur les données de référence macroéconomiques, tout en tenant compte du contexte international. Le SC CH est soumis à l'approbation du Conseil fédéral et s'avère contraignant pour les autorités concernant les questions liées aux réseaux électriques pour le réseau de transport (niveau de réseau 1, 380/220 kV) et les réseaux de distribution suprarégionaux (niveau de réseau 3, tension supérieure à 36 kV mais inférieure à 220 kV). Il représente pour les gestionnaires de réseau une base fondée sur un large consensus politique, leur permettant de déduire les besoins d'extension du réseau et d'établir ou d'actualiser leur planification pluriannuelle. Les documents sont disponibles sur les sites Internet de l'[OFEN](#) et de la Chancellerie fédérale ([ChF](#)).

## 2. Déroulement et destinataires

Lors de sa séance du 24 novembre 2021, le Conseil fédéral a ouvert la procédure de consultation concernant le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique. La procédure de consultation a pris fin le 10 mars 2022.

Le présent rapport résume les avis reçus sans prétendre à l'exhaustivité<sup>1</sup>. Après une vue d'ensemble des participants à la consultation, le chapitre 4 résume les résultats de la consultation. Les avis sont ensuite reproduits de manière détaillée par catégories de participants (chap. 5).

## 3. Vue d'ensemble des participants à la consultation

Au total, 51 avis ont été reçus dans le cadre de la consultation. Tous les cantons et quatre partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale ont rendu un avis.

Participants par catégorie	Nombre d'avis reçus
Cantons	26
Partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale	4
Associations faïtières de l'économie qui œuvrent au niveau national	2
Commissions et conférences	3
Secteur de l'électricité	6
Industrie et services	2
Organisations pour la protection de l'environnement et du paysage	4
Autres organisations actives dans les domaines de la politique ou des techniques énergétiques	2
Autres participants à la procédure de consultation	2
<b>Total</b>	<b>51</b>

<sup>1</sup> Conformément à l'art. 8 de la loi du 18 mars 2005 sur la consultation (LCo; RS 172.061), le remaniement des projets mis en consultation passe par la prise de connaissance de tous les avis exprimés, qui ont été pondérés et évalués.

## 4. Résumé des thèmes centraux

Le SC CH est globalement bien accueilli en tant que nouvel instrument dans la planification du réseau. Seule l'UDC rejette le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique sous sa forme actuelle. La plupart des avis se réfèrent aux hypothèses et aux indicateurs du SC CH. Les thèmes centraux de la consultation sont les suivants:

### Consommation d'électricité

Swissgrid, l'USS, les cantons, le PLR, l'UDC, le PSS, Le Centre, FSE, Pro Natura et PUSCH jugent les indicateurs de la consommation d'électricité trop faibles. Ils demandent de réexaminer l'augmentation de la consommation d'électricité et d'adapter les chiffres dans le SC CH, car la consommation d'électricité ne diffère pas beaucoup dans les trois scénarios. D'autres études et les évolutions actuelles (p. ex. pour les centres de calcul) indiquent une consommation d'électricité plus importante à l'avenir.

### Photovoltaïque

Le développement du photovoltaïque est considéré comme insuffisant par Swissgrid, le PSS, FSE, WWF, Pro Natura et PUSCH, qui proposent que le SC CH couvre une gamme suffisamment large de futurs développements potentiels. C'est pourquoi il devrait y avoir un scénario qui va au-delà de l'objectif le plus probable politiquement et des objectifs de la politique énergétique.

### Force hydraulique

L'UDC et les cantons BE et TI jugent excessivement optimistes les hypothèses concernant l'énergie hydraulique dans le SC CH. S'il y a bien quelques projets, ils ne sont pas rentables. AES et ASAE proposent que le SC CH rende compte des projets retenus lors de la table ronde pour pouvoir ainsi anticiper à temps les adaptations nécessaires dans le réseau électrique.

### Hypothèses concernant l'étranger

Swissgrid, le canton AG et Greenconnector AG demandent que les hypothèses concernant l'étranger conformément au TYNDP 2020 d'ENTSO prennent en compte tous les scénarios et incluent donc aussi le scénario «National Trends». Ils souhaitent par ailleurs que le TYNDP 2022 non publié soit utilisé comme base de données.

### Accord sur l'électricité avec l'UE

L'EnDK, le PLR, l'UDC, l'usam et AES réclament la prise en compte des conséquences de l'absence d'accord sur l'électricité et une adaptation du SC CH dans les meilleurs délais dès que des progrès pertinents pour le réseau sont réalisés en ce qui concerne l'accord sur l'électricité. Le Conseil fédéral est invité à trouver des solutions avec l'UE, ou au moins avec les pays voisins.

### Politique de sécurité

D'après plusieurs cantons et l'UDC, il n'est pas possible de séparer les éléments de l'économie énergétique et les aspects de la politique de sécurité. Ils préconisent l'ajout d'un chapitre dans le SC CH pour décrire le maintien de la stabilité du réseau électrique suisse, la protection contre une surcharge depuis l'étranger et la garantie d'une sécurité d'approvisionnement élevée pour la population et l'économie en lien étroit avec des mesures de protection contre les pannes d'électricité, les cyberattaques et la réduction de la dépendance aux importations d'électricité.

### **Coordination entre la Confédération et les cantons**

Swissgrid, AES, plusieurs cantons, Primeo Energie et Regiogrid demandent que la Confédération assume la coordination avec les cantons et les plans énergétiques cantonaux et que cette tâche n'incombe pas aux gestionnaires de réseau. Ils jugent indispensable que les données de départ pour l'établissement d'un scénario-cadre soient d'abord échangées à l'échelle nationale pour que le document à consulter puisse constituer une base transparente et contraignante pour la planification du réseau. Les éléments de la planification énergétique et des plans directeurs devraient notamment être pris en compte sans que tous les gestionnaires de réseau doivent procéder en parallèle à l'harmonisation et à la coordination avec les différentes instances publiques.

### **Alignement des scénarios sur l'objectif de zéro émission nette**

L'UDC et l'usam estiment que l'objectif de zéro émission nette et le développement des énergies renouvelables sont parfaitement irréalistes. À leurs yeux, il faut au moins un scénario sans cet objectif de zéro émission nette et sans un développement marqué des énergies renouvelables. Le PSS, FSE, WWF, Pro Natura et PUSCH souhaitent un scénario prévoyant une accélération de la transition énergétique dans le but d'atteindre dès 2035 les objectifs de la Confédération fixés pour 2050.

### **Nouveau scénario extrême**

Le PSS, FSE, WWF, Pro Natura et Pusch réclament un scénario extrême, comme dans l'étude de Frontier Economics «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» de septembre 2021 (en allemand uniquement, résumé en français disponible sous le titre «Approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025»), par exemple un doublement du transit de l'électricité à travers la Suisse: l'Italie exporte beaucoup en été et, en hiver, importe beaucoup d'électricité depuis l'Allemagne.

## 5. Résultats de la consultation par catégories de participants

### 5.1. Avis des cantons (y c. EnDK)

#### **EnDK, AI, AR, BL, JU, LU, NE, NW, OW, SH, SO, TG, UR, ZG, ZH**

L'EnDK et les cantons AI, AR, BL, JU, LU, NE, NW, OW, SH, SO, TG, UR, ZG, ZH font les propositions suivantes:

Le Conseil fédéral est invité à décrire les conséquences actuellement reconnaissables d'une absence d'accord sur l'électricité pour les réseaux électriques et à préciser quels cas sont couverts par les trois scénarios retenus dans le scénario-cadre.

Au cas où des progrès pertinents pour le réseau sont réalisés en ce qui concerne l'accord sur l'électricité, si d'autres accords importants sont passés dans ce domaine ou si des modifications considérables pour le réseau se profilent dans les États voisins déterminants, le scénario-cadre devra être vérifié et adapté dans un délai raisonnable (art. 9a, al. 5, LApEI).

Le Conseil fédéral est invité à chercher des solutions avec l'UE ou du moins avec les États pertinents pour la Suisse, afin de maintenir la stabilité des réseaux, d'utiliser les capacités extrêmement flexibles des centrales à accumulation et d'éviter ainsi des coûts inutiles pour les consommateurs finaux.

#### **AI, AR, BE, BL, LU, OW, SH, VS**

Les cantons AI, AR, BE, BL, LU, OW, SH, VS font les propositions suivantes:

Le scénario-cadre doit présenter encore plus clairement les différentes probabilités de survenance des scénarios, y compris les chances et les risques en découlant.

Les implications, pour la politique de sécurité, des scénarios présentés doivent faire l'objet d'un chapitre distinct.

#### **Argovie**

Le canton d'Argovie demande que les hypothèses concernant la production d'électricité (en particulier la géothermie) et l'augmentation des besoins en électricité (notamment les centres de calcul) soient vérifiées et que ces chiffres soient adaptés le cas échéant dans le scénario-cadre.

Du point de vue du canton, il est nécessaire d'intégrer le scénario «National Trends» d'ENTSO-E dans le scénario-cadre, ou au moins d'en tenir compte.

Il convient de coordonner le scénario-cadre et le processus de régionalisation dans le temps et sur le plan du contenu. Le cas échéant, le canton d'Argovie propose d'intégrer ce processus comme une composante du scénario-cadre. Lors de l'établissement et de l'actualisation des perspectives énergétiques, les objectifs cantonaux doivent être intégrés et pris en compte en conséquence.

La Confédération doit rapidement élaborer des conditions-cadres qui clarifient la situation afin de faire avancer au plus vite le développement des énergies renouvelables et des éventuelles centrales à gaz.

#### **Berne**

Le canton de Berne est d'avis que les prévisions concernant le développement de l'énergie hydraulique et éolienne sont trop optimistes dans les trois scénarios. Il rappelle en particulier que des

projets correspondants ont été bloqués par des procédures de recours ces dernières années ou ont dû être considérablement redimensionnés.

### **Bâle-Campagne**

Le canton de Bâle-Campagne estime qu'il serait souhaitable de s'appuyer pour le SC CH sur les versions les plus récentes des sources utilisées pour les prix des matières premières, l'évolution démographique et l'évolution du PIB.

### **Bâle-Ville**

Le canton de Bâle-Ville estime que le projet envoyé en consultation mentionne à juste titre, au ch. 2.1 (p. 10), que les gestionnaires de réseau peuvent dépasser les hypothèses émises dans le cadre du SC CH en raison de leurs (autres) besoins régionaux. Il approuve cette déclaration et propose d'inscrire durablement cette exception dans le SC CH.

### **Genève**

Le canton de Genève note la nécessité de souligner, à propos du processus à venir de régionalisation des indicateurs nationaux du scénario-cadre et des exigences spécifiques au réseau, qu'ils ne sont pas les seuls paramètres dont les gestionnaires de réseau ont besoin pour leur planification. Dans le cadre de ce processus, d'autres paramètres, qui ne sont pas explicitement mentionnés dans le SC CH, sont nécessaires, tels que les intentions et orientations prises par les cantons en matière d'aménagement du territoire et d'énergie. Il convient donc de préciser dans le chapitre concerné que les données correspondantes doivent être produites de concert avec les cantons. Plus largement, Le canton de Genève estime qu'il sera judicieux d'effectuer les études nécessaires avec les cantons afin d'articuler ces différentes échelles.

### **Glaris**

D'après le canton de Glaris, l'étude du potentiel hydroélectrique ne tient par exemple pas suffisamment compte des conséquences de l'assainissement de la force hydraulique et de l'application des prescriptions sur les débits résiduels lors du renouvellement des concessions et surestime le développement de nouvelles petites centrales hydroélectriques. Les Perspectives énergétiques 2050+ ne prennent pas assez en compte le fait que le biogaz des stations d'épuration ne sera plus transformé en électricité à l'avenir, mais en grande partie injecté en tant que tel dans le réseau de gaz. L'utilisation d'accumulateurs décentralisés est présentée de manière trop optimiste dans les perspectives énergétiques, qui ne prennent du reste pas en compte l'augmentation notable de la consommation totale d'électricité due à leur mauvais rendement. Le recours à l'énergie éolienne est estimé, quant à lui, de manière clairement trop optimiste.

Les données de référence sur le secteur de l'énergie (tableau 22) se fondent sur les chiffres de 2019, qui sont bien loin des réalités des valeurs du marché pour les années 2023 à 2025. Par exemple le prix du CO<sub>2</sub> figure, comme hypothèse pour 2030 dans le scénario-cadre, à 33 USD/t, alors que le prix effectif pour le contrat pour l'année suivante (en date du 8 février 2022) atteignait 97,98 EUR/t.

L'exigence d'un bilan annuel équilibré (scénario 1 «Référence») revêt tout au plus une importance académique, car l'électricité produite en été (surtout les week-ends) ne cessera de perdre de son importance et tendra vers une valeur nulle, tandis que l'importance et le prix de l'énergie hivernale, en particulier pendant les périodes très froides, augmenteront considérablement. Présenter un bilan combinant des énergies d'une valeur aussi inégale n'est pas admissible. Le bilan annuel équilibré n'est pas un objectif à atteindre et se révèle hors de propos dans un document de base portant sur les futurs investissements dans le réseau.

Le canton de Glaris propose que le rapport sur le scénario-cadre reflète mieux les derniers résultats concernant la disponibilité d'un potentiel de production supplémentaire et les futures situations sur le marché et soit remanié en ce sens. Le rapport «Scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique» a de grandes répercussions sur les futurs investissements. Il doit refléter les évolutions à venir de manière fiable, ce qui n'est pas garanti par le rapport tel qu'il a été présenté.

## **Grisons**

D'après le canton des Grisons, le réseau de transport suisse est fortement dépendant des développements dans le domaine de l'économie énergétique, de la politique énergétique de l'UE et de l'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité. Pour cette raison, le développement du marché intérieur de l'électricité de l'UE et l'intégration de la Suisse auront un impact significatif sur le scénario-cadre 2030/2040.

Le canton des Grisons estime que le scénario-cadre 2030/2040 élaboré pour la planification du réseau électrique est globalement compréhensible et judicieux.

En ce qui concerne les objectifs de développement des différentes technologies exposés dans le scénario-cadre 2030/2040, le canton fait toutefois part de ses réflexions. Pour atteindre les objectifs fixés, les conditions-cadres doivent, à son avis, être conçues dans un esprit plus propice aux investissements et résoudre les conflits d'objectifs entre l'approvisionnement en énergie, la protection de la nature et de l'environnement.

Le chapitre 4.3 «Centrales thermiques» est formulé de manière trop vague pour le canton des Grisons. En ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le canton juge le recours aux grandes centrales à gaz critique, car la Suisse ne dispose pas d'installations de stockage notables, ce qui, à son tour, a des répercussions négatives sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité. S'agissant de l'utilisation de l'hydrogène pour les centrales à gaz décrite dans scénario-cadre, il convient de garantir que sa disponibilité et la capacité de stockage nécessaire à cette fin sont prévues. Dans une phase critique, il faut en effet partir du principe que la chaîne d'approvisionnement n'est pas assurée en Suisse.

Le chapitre 8.2 «Données de référence macroéconomiques» mentionne notamment le scénario de référence 2015-2045 de l'Office fédéral de la statistique (OFS). Le canton signale qu'il existe entre-temps des chiffres plus actuels dans les scénarios 2020-2050 de l'OFS.

## **Nidwald**

Le canton de Nidwald demande de prendre en compte dans les scénarios les sollicitations extrêmes du réseau électrique (prélèvement maximal en cas d'injection minimale et prélèvement minimal en cas d'injection maximale).

## **Saint-Gall**

Le canton de Saint-Gall se demande si le SC CH présenté peut réellement soulager les procédures d'autorisation de lignes électriques de la question du besoin. Le SC CH est très condensé et n'aborde pas les réalités géographiques. Il est donc difficile de savoir comment la nécessité d'une ligne électrique spécifique peut être déduite du SC CH. Même si, en complément du SC CH, l'OFEN met à disposition un guide relatif aux méthodes de régionalisation pour soutenir les gestionnaires de réseau, le canton y voit des défis importants sur le plan de la méthodologie. Les indicateurs nationaux ne permettent que dans une certaine mesure d'émettre des affirmations sur le besoin d'extensions du réseau. Un fort développement des énergies renouvelables produites de manière décentralisée ne conduit par exemple pas forcément à la nécessité de développer les niveaux de réseau 1 et 3.



Le canton estime que la dimension temporelle des indicateurs constitue un défi supplémentaire. Dans tous les scénarios, il est nécessaire d'importer principalement de l'électricité pendant le semestre d'hiver. Malheureusement, ces indicateurs importants ne sont pas compris dans le SC CH. Sur ce point, les indicateurs nationaux sont aussi trop peu expliqués.

En raison des lacunes précitées, le canton doute que le SC CH déploie un effet important comme base pour la planification du réseau de transport et des réseaux de distribution à haute tension.

## **Tessin**

Si le canton du Tessin approuve la forme du scénario-cadre, il émet des réserves à l'égard de son contenu, lesquelles sont exposées ci-après.

Le SC CH présente trois scénarios qui tiennent compte d'une «large palette d'évolutions possibles» et signalent que «tous les scénarios visent la neutralité climatique de la Suisse d'ici à 2050». Le fonctionnement des scénarios se conforme donc aux objectifs généraux de la politique énergétique, qui sont définis dans la Stratégie énergétique 2050 sur la base des analyses et des évaluations contenues dans les Perspectives énergétiques 2050+. C'est pourquoi le SC CH est établi sur la base des objectifs de politique énergétique du gouvernement fédéral, des données de l'économie mondiale et du contexte international. L'objectif est de s'assurer, par une stratégie de traitement de l'information et de gestion des connaissances, que la vision du système global puisse être appliquée dans la pratique pour la planification du réseau.

Cette approche est toutefois entachée d'incertitudes dans les données de départ, par exemple en ce qui concerne la production et la consommation d'électricité, le développement technologique et une série d'autres variantes sur lesquelles il n'y a pas encore un consensus de nature à offrir une base suffisamment solide pour élaborer le SC CH pour la planification du réseau. Ainsi, les scénarios portant sur la future consommation d'électricité ne sont pas délimités les uns par rapport aux autres, les prévisions concernant l'augmentation de la production d'électricité d'origine hydraulique sont trop optimistes, même par rapport aux récentes conclusions de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, et les prévisions optimistes concernant le développement de nouvelles sources d'énergie renouvelables sont confrontées dans la pratique à toute une série de problèmes économiques, techniques, procéduraux et écologiques.

C'est pourquoi le canton du Tessin estime indispensable que les données de départ pour l'établissement d'un SC CH soient d'abord échangées à l'échelle nationale pour que le document envoyé en consultation puisse constituer une base transparente et contraignante pour la planification du réseau.

Le processus de régionalisation évoqué dans le chapitre 9 du SC CH est un aspect opérationnel. Il comprend le transfert de pouvoirs et de compétences aux gestionnaires de réseau. Cette tâche ne peut pas être simplement déléguée aux gestionnaires de réseau concernés, elle doit être coordonnée entre l'OFEN et les cantons pour garantir l'harmonisation et la cohérence avec les plans énergétiques cantonaux.

Dans le canton du Tessin, un fonctionnement similaire a déjà été décidé pour les niveaux de réseau supérieurs dans le cadre du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité. La planification des lignes électriques au Tessin se base sur une approche intégrée qui associe directement les aspects territoriaux et écologiques aux exigences fonctionnelles et économiques du réseau. Depuis 2013, le canton du Tessin, Azienda Elettrica Ticinese (AET), Swissgrid et les CFF ont signé une convention qui a intensifié la collaboration pour la planification du futur réseau de lignes électriques dans une optique de réorganisation et de cohérence au niveau régional et cantonal par le biais d'une étude générale des réseaux à haute et très haute tension au Tessin. La méthode de travail choisie prévoit des analyses détaillées et l'examen de toutes les solutions possibles, qui sont peu à peu filtrées à l'aide de critères objectifs et évaluées périodiquement par tous les partenaires. L'ensemble du processus

est placé sous la direction d'une équipe de gestion stratégique qui comprend toutes les parties prenantes et est accompagnée par une équipe opérationnelle et des acteurs externes. Cette étude constitue une approche innovante qui intègre les besoins des gestionnaires de réseau, les exigences techniques et les aspects liés à l'aménagement du territoire et qui est devenue un modèle de référence pour d'autres cantons.

Le texte italien comprend, dans le tableau 1 à la page 4, plusieurs données relatives à la consommation d'électricité nette qui sont complètement fausses et différent des indications figurant dans la version allemande du même document.

## Vaud

De manière globale, le canton de Vaud partage l'avis de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) sur cet objet et la préoccupation concernant l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE. Bien qu'il soit souhaitable que ce point soit approfondi, il souligne qu'il s'agit d'une thématique à court terme et qu'il est en effet difficile de planifier une évolution des positions politiques sur un horizon de 10 à 20 ans.

Il convient dès lors de ne pas brider les capacités d'importation/exportation nationale. Toutefois, et bien que cette problématique ne soit pas directement liée au scénario-cadre, il semble indispensable de recommander des mesures rapides afin de limiter les flux non planifiés au niveau suisse par des moyens techniques autres que le simple *redispatching*, qui bloque et consomme certains moyens de production.

D'autre part, le scénario-cadre ne semble pas considérer le développement croissant des data centers en Suisse, très grands consommateurs d'électricité. Dans le canton de Vaud, des enquêtes sont en cours auprès des distributeurs d'électricité afin de connaître les demandes de raccordement qui leur ont été faites. Bien qu'il s'agisse uniquement de demandes préliminaires dont il n'est pas encore certain que toutes voient le jour, les premiers retours montrent que le canton pourrait voir émerger des data centers pour une puissance de raccordement de 250 à 500 MW. Si cette tendance se vérifie auprès d'autres entreprises suisses, cette donnée doit être intégrée dans le scénario-cadre au vu de son impact important sur la consommation électrique et sur la charge du réseau. Le canton suggère que la Confédération vérifie auprès des principaux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) le niveau de demande de raccordement pour des puissances supérieures à 10 MW et réactualise éventuellement le scénario-cadre sur la base de ces informations. Les besoins en énergie qui découlent de la numérisation devraient être analysés et anticipés pour être intégrés dans les différentes planifications énergétiques.

Le projet en consultation indique que l'OFEN a mis à disposition un guide relatif aux méthodes de régionalisation pour soutenir les GRD. Il semble que cette publication ne soit pas encore effective. Il est dès lors nécessaire que l'OFEN publie ce document en même temps que la version finale du scénario-cadre.

Le canton constate par ailleurs que ce scénario-cadre fixe les cibles à atteindre à l'horizon 2030/2040, tout en ayant en perspective l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 (objectif zéro émission nette). Une mise en cohérence entre le scénario et l'atteinte des objectifs climatiques doit donc être effectuée, en ce sens que la part des véhicules électriques à considérer devrait être plus importante (le Gouvernement vaudois tient néanmoins à rappeler sa volonté de renforcer prioritairement le report modal vers les transports publics et les mobilités actives). À défaut, soit les objectifs climatiques ne seront pas atteints, soit il subsistera un risque de sous-dimensionnement des besoins en électricité destinés à la mobilité. Plus précisément, le canton constate que le scénario-cadre ne semble pas tenir compte du chiffre de consommation électrique des Perspectives énergétiques 2050+ pour la mobilité (42 PJ, soit 12 TWh) et que les chiffres considérés sont bien inférieurs à cette projection (entre 6,8 et 8,3 TWh). Il souligne également que la projection des Perspectives 2050+ lui paraît trop faible par

rapport au développement actuel de l'électromobilité. Il semble donc indispensable de reprendre en détail le volet relatif à la mobilité électrique.

Sur ce même sujet, l'annexe 10.1 au document mis en consultation indique qu'il devrait y avoir en Suisse à l'horizon 2040 entre 1,7 et 2 millions de voitures électriques et entre 0,7 et 0,8 million de voitures hybrides rechargeables. Selon l'état actuel du parc véhicules automobiles en Suisse et selon les estimations d'évolution de ses effectifs à l'horizon 2040, il devrait donc rester à cet horizon quelque 1,5 million de voitures thermiques. Considérant le rythme de renouvellement total du parc automobile, force est de constater que sur la base de ces hypothèses, il devrait donc subsister, au-delà des échéances considérées par ce scénario-cadre, même à l'horizon 2050 pour lequel la neutralité carbone est fixée, une part importante de véhicules thermiques. Au demeurant, la contribution effective des véhicules hybrides rechargeables à l'atteinte des objectifs climatiques est sujette à caution.

En résumé, le canton de Vaud estime donc indispensable de reprendre en détail le volet relatif à la mobilité électrique et de tenir compte de manière plus précise du développement actuel de la demande pour de nouveaux data centers et centres de calcul analogues.

## **5.2. Avis des partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale**

### **Le Centre**

Le Centre salue les efforts visant à favoriser la sécurité de planification pour le secteur de l'énergie, mais se montre sceptique sur les scénarios proposés.

Avec la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, la décarbonisation qui en découle, voulue par le monde politique, et la sortie progressive du nucléaire, on peut supposer que les besoins en électricité augmenteront fortement ces prochaines décennies et qu'il y aura un transfert vers une production d'électricité décentralisée, en partie irrégulière, ce qui nécessite un développement et une transformation de l'infrastructure électrique. Pour la garantie d'un approvisionnement complet en électricité, les réseaux électriques revêtent une importance cruciale, car ils constituent des liens essentiels entre les producteurs, les consommateurs et le stockage de l'énergie.

Dans ce contexte, Le Centre souscrit à l'idée de disposer désormais, avec l'instrument du scénario-cadre, d'une base qui permet aux gestionnaires d'un réseau de transport et d'un réseau de distribution suprarégional d'évaluer l'extension du réseau et d'établir une planification en conséquence à plus long terme. Cela revêt notamment la plus grande importance pour la sécurité de planification, mais aussi pour une planification uniforme du réseau, la coordination et l'échange d'informations entre les gestionnaires de réseau. Nous attendons de cette planification qu'elle garantisse des investissements ciblés et évolutifs dans le réseau électrique.

Le Centre se montre en revanche sceptique sur les scénarios présentés. À notre avis, le scénario directeur devrait se fonder sur une évaluation cohérente de la situation par l'ensemble des acteurs. Le Centre estime que les différences d'appréciation de l'OFEN et de l'EICOM sur les besoins en électricité sont très insatisfaisantes – en particulier en ce qui concerne la pénurie imminente d'électricité en hiver. Comme les besoins en électricité influent sur la planification du réseau, le parti plaide pour une clarification rapide et fondée des besoins en électricité parmi les acteurs du secteur de l'énergie. Par ailleurs, il propose, dans un postulat de groupe, que le scénario directeur s'appuie encore davantage sur d'autres facteurs tels que la pénurie d'eau, la réduction des importations d'électricité depuis l'étranger ou la problématique des longues procédures d'approbation et de recours pour l'infrastructure du réseau. Il devrait également tenir compte de la possibilité de simulations de crise.

### **PLR. Les Libéraux-Radicaux**

Le PLR évalue les hypothèses à la base du scénario-cadre d'un œil critique. Même s'il est compréhensible et logique, en vertu de l'art. 9a, al. 1, LApEI, que l'office fédéral compétent se

réfère à sa propre analyse (Perspectives énergétiques 2050+), il existe des doutes légitimes concernant l'actualité de cette analyse. Le PLR juge par exemple incompréhensible qu'aucun scénario ne tienne compte des conséquences de l'arrêt des négociations sur l'accord-cadre institutionnel avec l'UE. Les répercussions sur la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE et les complications concernant l'intégration au marché européen de l'électricité (en raison de la règle des 70%) devraient bien davantage être prises en compte dans le scénario-cadre dans le contexte du rôle majeur que jouent les importations d'électricité. Le scénario-cadre reste surtout bien trop vague s'agissant des conséquences importantes de l'absence d'accord sur l'électricité pour les réseaux électriques. Cela a entre autres des conséquences directes pour la planification de l'exploitation du réseau de transport par Swissgrid, qui ne sait pas quelle sera la charge des réseaux, notamment au vu de la conclusion de nouveaux contrats (p. ex. avec la zone de calcul de capacité CORE).

Le PLR se montre également critique à l'égard des hypothèses formulées sur la future consommation d'électricité et sur la sollicitation des réseaux électriques qui en découle. Depuis la première présentation des Perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN en novembre 2020, plusieurs indicateurs déterminants ont évolué. En plus des changements concernant l'intégration au marché européen de l'électricité et de la volonté d'accélérer les procédures d'autorisation, cela concerne aussi les décisions de la table ronde récemment publiées en faveur de l'encouragement des projets hydroélectriques. En outre, plusieurs études supplémentaires ont montré que les hypothèses et les analyses de l'OFEN concernant la future consommation d'électricité sont clairement trop optimistes. En vertu de l'art. 9a, al. 3, LApEI, le scénario-cadre doit couvrir la gamme des développements probables dans le secteur de l'énergie. Les trois scénarios présentés sont trop proches les uns des autres à cet égard. C'est pourquoi le PLR invite le Conseil fédéral à les améliorer et à proposer également un scénario qui se fonde sur une consommation d'électricité encore plus importante (notamment dans le domaine de l'électromobilité) et couvre ainsi une gamme suffisamment large de développements probables.

### **Parti socialiste suisse**

D'après le PSS, ce premier scénario-cadre d'économie énergétique est une base de pilotage indispensable pour une mise en œuvre réussie et fiable de la transition énergétique au cours des 20 prochaines années. Lors de l'élaboration de ce scénario-cadre, l'OFEN (en vertu de l'art. 9a LApEI) s'est fondé sur les objectifs de la Confédération en matière de politique énergétique, les données de référence macroéconomiques et le contexte international. Les Perspectives énergétiques 2050+ actualisées récemment et très détaillées constituent une base de données essentielle en matière de politique énergétique. C'est juste et cohérent, mais la critique exprimée par les organisations de défense de l'environnement et portée en partie par le PSS au sujet des perspectives énergétiques s'applique également au scénario-cadre.

Le scénario-cadre doit refléter une gamme réaliste de scénarios aussi étendue que possible pour constituer une base de planification utile. Il est donc important de représenter aussi les extrêmes. Pourtant, l'ensemble des scénarios et variantes de développement à la base des Perspectives énergétiques 2050+ (ZÉRO Base, ZÉRO A, ZÉRO B et ZÉRO C) sont nettement en deçà de ce qui est nécessaire et serait également possible d'un point de vue climatique – c'est plutôt une « poursuite de la politique actuelle ». En ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque, les PE2050+ représentent le strict minimum pour ce qui est des attentes sous l'angle de la politique climatique. Elles n'ont donc qu'une utilité limitée comme instrument innovant de soutien à la politique.

Un développement accéléré du photovoltaïque (ces 10 à 15 prochaines années) pourrait être favorisé par des mesures politiques et se ferait ainsi bien plus rapidement que dans les modélisations des perspectives énergétiques. C'est pourquoi cela devrait être pris en compte dans une planification du réseau à plus longue échéance. Sinon, il pourrait y avoir le risque que les capacités du réseau de transport et des réseaux de distribution suprarégionaux prévues sur la base du scénario-cadre 2030/2040 se développent en un nouveau goulet d'étranglement systémique. De telles options de

développement devraient donc être envisagées de manière optimale dans le cadre de scénarios supplémentaires, ne serait-ce qu'en raison des immenses incertitudes qui sont en général inhérentes à chaque scénario en raison du très long horizon temporel (également au niveau du contexte international).

Par ailleurs, les défis posés par le changement climatique nécessitent non seulement un développement important et rapide du photovoltaïque, mais aussi une électrification accrue. La consommation d'électricité maximale dans les scénarios n'en tient pas compte. Plusieurs autres scénarios publiés (p. ex. Nordmann, Grossen, Rechtsteiner, mais aussi Xpo et McKinsey) tablent sur une consommation annuelle d'électricité plus élevée de 5 à 15 TWh en 2040.

En ce qui concerne la reprise des durées d'exploitation des centrales nucléaires des PE2050+, il s'agit aussi d'une hypothèse chargée de grandes incertitudes (et qui a en même temps un grand impact sur le réseau électrique). L'arrêt d'une centrale nucléaire pour des raisons économiques est possible en tout temps; or, une part plus importante d'énergies renouvelables tributaires des conditions météorologiques conduira plus souvent à des phases prolongées de prix bas. C'est un terrain économiquement difficile pour l'exploitation de centrales nucléaires. De plus, il faut s'attendre à des indisponibilités imprévues en raison de l'âge des centrales nucléaires et du risque croissant qui en découle. De fait, l'énergie nucléaire fluctue de manière peu fiable, comme le montre l'exemple de la France ou l'arrêt prolongé de la centrale de Leibstadt au début de l'hiver 2021/2022.

Les profonds changements des profils de production des pays voisins ont déjà montré par le passé qu'il peut soudain en résulter de nouveaux profils de transit ou d'importation/exportation. Depuis une dizaine d'années, par exemple, l'Italie exporte de l'électricité en été et, ces dernières années, il y a eu une situation d'exportation/importation toujours plus extrême entre la France et l'Allemagne, ce qui a un impact sur le réseau suisse. Avec le scénario-cadre proposé, les scénarios de transit extrêmes ne sont pas assurés.

Un approvisionnement en électricité sûr à l'avenir peut être atteint non seulement par un développement du réseau, mais aussi par un pilotage ciblé de la charge. Un scénario qui exploite les possibilités des systèmes de commande intelligents devrait couvrir cette option. Mais pour ce faire, il faudrait d'abord créer la base légale visant un recours obligatoire à ces systèmes (p. ex. via une modification de l'art. 17b LApEI).

Un réseau cible est défini par les gestionnaires de réseau sur la base du scénario-cadre. Le passé a montré que la mise en œuvre du réseau cible n'avance souvent que très lentement en raison des longues procédures. Si plusieurs projets de réseau sont nécessaires au regard des futurs défis de l'approvisionnement en électricité, ils doivent pouvoir être mis en œuvre. C'est pourquoi il faudrait examiner la possibilité de simplifier les procédures de planification et d'autorisation pour les projets de réseau par analogie aux installations hydroélectriques et éoliennes les plus importantes, à la condition de préserver les intérêts de la protection de la nature, de l'environnement et du patrimoine.

Pour finir, force est de constater que la limitation à trois scénarios (en vertu de l'art. 9a LApEI) constitue une restriction importante. Il est pratiquement impossible de présenter ainsi les différentes évolutions possibles en Suisse et à l'étranger.

Pour élargir la palette des scénarios, il convient d'intégrer les variantes suivantes:

Scénario «Transition énergétique accélérée»: les Perspectives énergétiques 2050+ sont mises en œuvre d'ici 2035 (au lieu de 2050). Le nouveau scénario énergétique global «Sécurité d'approvisionnement et protection du climat» de Greenpeace Suisse peut offrir une source de données alternative pour ce scénario: <https://www.greenpeace.ch/fr/publication/79845/securete-protection-climat/>. Aussi bien une production photovoltaïque plus importante qu'une consommation d'électricité plus élevée doivent être prises en compte.

Scénario «Transit de l'électricité extrême»: le transit disparaît dans la variante 1; dans la variante 2, il augmente fortement (p. ex. double: l'Italie exporte beaucoup en été et, en hiver, importe beaucoup d'électricité depuis l'Allemagne). L'étude «*Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU*» (Frontier Economics, septembre 2021, en allemand uniquement, résumé en français disponible sous le titre «Approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025») a déjà esquissé de tels scénarios. La variante 3 table sur des transits importants entre le nord et le sud-ouest.

Scénario «Pilotage des consommateurs»: ce scénario part de l'hypothèse que la consommation des charges pilotables pourra être utilisée au service du réseau en 2040.

### **Union démocratique du centre**

L'UDC rejette le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique sous sa forme actuelle: la Stratégie énergétique 2050 a échoué, la Suisse s'enfoncé progressivement dans une situation catastrophique, et il n'y a pas de concept réaliste et aucune personne compétente pour prévenir la pénurie imminente d'électricité et garantir le développement d'une capacité de production suffisante.

Une étude de l'Empa (2019) montre de façon saisissante que la consommation d'électricité – malgré le renforcement de l'efficacité énergétique – augmentera sensiblement en raison de l'électromobilité croissante, de la décarbonisation dans le secteur du bâtiment et de la numérisation en cours. Concrètement, l'Empa table sur une hausse de la consommation d'électricité de 25% ou 13,7 TWh ces prochaines années. En plus de cette hausse de la consommation (+13,7 TWh), l'arrêt des centrales nucléaires (-24 TWh) et les pertes subies dans l'énergie hydraulique en raison de débits résiduels plus élevés (-3,7 TWh) joueront une importance cruciale.

Ces faits ne se retrouvent pas dans les indicateurs embellis des scénarios (cf. p. 4). Les scénarios se fondent jusqu'en 2040 sur une hausse de la consommation d'environ 4 à 9 TWh. Du côté de la production, une hausse incroyablement élevée de l'énergie photovoltaïque doit compenser les besoins en énergie supplémentaires (en plus de la géothermie et de l'énergie éolienne parmi d'autres agents énergétiques).

Pourtant, un vaste développement de l'énergie solaire, de la géothermie et de l'énergie éolienne est parfaitement irréaliste dans l'ordre de grandeur nécessaire (40 TWh) en raison de facteurs techniques, politiques et d'aménagement du territoire. Il est occulté que tous les objectifs de développement notables ont échoué jusqu'à aujourd'hui, que ce soit pour la force hydraulique, l'énergie éolienne, la géothermie, la biomasse ou le photovoltaïque.

- Pour l'énergie éolienne, le blocage est total: il faut en moyenne 20 ans pour qu'un parc éolien voie le jour en Suisse. En outre, les conditions de vent sont rarement optimales.
- Le potentiel de l'énergie hydraulique est en grande partie exploité. Il existe bien quelques projets et l'OFEN identifie en effet encore du potentiel. Mais le problème est qu'ils ne sont absolument pas rentables. Jusqu'ici, des contributions d'investissement n'ont été sollicitées que pour quelques projets.
- La Confédération voulait produire jusqu'à 10% de l'électricité avec la géothermie – une promesse en l'air d'un point de vue actuel.
- Un développement rapide et étendu du photovoltaïque est irréaliste pour des raisons techniques, financières, juridiques et politiques.

Une étude de l'Empa publiée le 1<sup>er</sup> février 2022 illustre aussi de manière alarmante que la stratégie énergétique ne peut pas se réaliser: elle a calculé trois scénarios qui prévoient l'arrêt des centrales nucléaires – à elle seule, cette circonstance implique une exigence fondamentale de 16 m<sup>2</sup> de panneaux solaires par habitant, une batterie d'accumulateurs de 9 kWh pour chaque habitant et, en complément, quatre centrales hydrauliques à pompage-turbinage supplémentaires de la taille de la centrale de la Grande Dixence. Dans le scénario «pleine électrification», il faut 48 m<sup>2</sup> de panneaux

solaires par habitant, une batterie d'accumulateurs de 26 kWh pour chaque habitant et treize centrales hydrauliques à pompage-turbinage supplémentaires: il n'y a même pas assez de vallées qui s'y prêtent.

Les deux autres scénarios nécessitent l'équivalent de 25 tubes du tunnel du Gothard pleins d'hydrogène ou douze fois la surface des toitures de toute la Suisse, avec des prix de l'énergie allant jusqu'à 9600 francs par an et par habitant. Le directeur de l'institut de recherche responsable a déclaré: «*Nous devons donc prendre congé de l'idée que nous pouvons couvrir nos besoins totaux en énergie avec des énergies renouvelables produites en Suisse*». Le contexte et les scénarios du rapport envoyé en consultation ne constituent manifestement pas une base réaliste et appropriée pour la planification du réseau.

Force est de constater qu'en 2020, même l'objectif minimal n'a pas été atteint pour l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (solaire, éolien, géothermie, biomasse). Sous cet éclairage, les prévisions et indicateurs à peine justifiés n'ont absolument aucune crédibilité et s'apparentent à des paroles d'encouragement éco-religieuses qui vont à l'encontre de tout raisonnement objectif.

Il manque aussi dans le rapport une prise en compte de l'immigration de masse. L'office fédéral en charge ne semble pas avoir connaissance d'une migration existante et continue. Mais la consommation d'électricité de la Suisse a augmenté globalement de 10% depuis 2000, même si la consommation par habitant a diminué de 6,9%. Il ne sert à rien d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique onéreuses et d'économiser de l'électricité s'il y a en même temps chaque année, rien qu'en provenance de l'UE, une immigration de masse équivalant à la taille de la ville de Bienne.

Un accord sur l'électricité avec l'UE demeure aussi irréaliste, d'autant plus que les capacités des pays voisins – en particulier pendant le semestre d'hiver – diminuent également. En cas de pénurie, c'est la Suisse qui serait désavantagée. L'absence d'accord sur l'électricité doit être appréciée correctement dans tous les cas dans un scénario indépendant. En outre, il manque manifestement dans le scénario-cadre des probabilités de survenance compréhensibles. Celles-ci doivent être présentées en détail en même temps que les opportunités et risques.

Par ailleurs, des risques importants et déterminants pour la politique de sécurité sont occultés. Au regard de la pénurie d'électricité, le maintien de la stabilité du réseau électrique suisse, la protection contre une congestion depuis l'étranger et l'assurance d'une sécurité d'approvisionnement élevée sont à mettre en rapport avec des mesures de protection contre les pannes de courant, les cyberattaques et la réduction de la dépendance aux importations d'électricité. Les scénarios doivent donc être pondérés en fonction de leur pertinence en matière de politique de sécurité.

En ce qui concerne l'évolution du secteur de l'énergie présentée dans le scénario-cadre, la disponibilité de l'énergie à l'étranger et l'évolution des prix, on constate, au regard de la situation qui prévaut actuellement en Ukraine, qu'il n'est guère possible de calculer un scénario réaliste à l'horizon 2040 et que la probabilité de survenance de risques (d'importation) correspondants n'est pas calculable.

Enfin, l'UDC relève que la modernisation, la numérisation, le développement et la sécurité des réseaux électriques suisses prennent une place centrale pour la sécurité d'approvisionnement. Les stratégies et hypothèses à la base des scénarios sont visiblement dues au courant éco-politique dominant, auquel il faut se tenir quoiqu'il en coûte.

### **5.3. Avis des associations faitières de l'économie qui œuvrent au niveau national**

#### **Union syndicale suisse**

Les scénarios et variantes de développement à la base des Perspectives énergétiques 2050+ (ZÉRO Base, ZÉRO A, ZÉRO B et ZÉRO C) sont tous relativement similaires à une approche «poursuite de la politique actuelle». Du point de vue de la politique climatique, ils ne représentent que le strict

minimum en ce qui concerne le développement des énergies renouvelables (en particulier du photovoltaïque) et n'ont donc qu'une utilité limitée comme instrument innovant de soutien à la politique. Cela dit, un développement accéléré pourrait – et devrait – être favorisé sur le plan politique et se ferait alors bien plus rapidement que dans les modélisations des perspectives énergétiques. Dans ce cas, il serait une nouvelle fois à craindre que les capacités du réseau de transport et des réseaux de distribution suprarégionaux prévues sur la base du scénario-cadre 2030/2040 se développent en un nouveau goulet d'étranglement systémique. De telles options de développement devraient donc être envisagées de manière optimale dans le cadre de scénarios supplémentaires, ne serait-ce qu'en raison des immenses incertitudes qui sont en général inhérentes à chaque scénario en raison du très long horizon temporel (également au niveau du contexte international).

#### **usam – organisation faitière des PME suisses**

Si les scénarios sont pour la plupart compréhensibles et corrects, l'usam propose d'adapter le projet pour tenir compte d'autres facteurs, par exemple:

- Il faut un scénario sans l'exigence normative de la décarbonisation.
- Il faut également un scénario tablant sur une production d'énergie accrue à partir des centrales nucléaires, avec éventuellement davantage de centrales, mais plus petites.
- Les conséquences de l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE doivent être explicitées; il est nécessaire d'élaborer des scénarios basés sur un raccordement total, partiel et nul au réseau d'électricité européen.

#### **5.4. Avis des commissions et conférences**

##### **Conférence gouvernementale des affaires militaires, de la protection civile et des sapeurs-pompiers**

D'après la CG MPS, le scénario-cadre doit montrer encore plus clairement les diverses probabilités de survie des différents scénarios, tout en présentant aussi les opportunités et les risques qui en découlent.

Les implications des scénarios présentés au niveau de la politique de sécurité doivent être expliquées dans un chapitre dédié.

#### **5.5. Avis du secteur de l'électricité**

##### **Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (services industriels de la ville de Zurich)**

ewz est favorable au scénario-cadre d'économie énergétique proposé pour la Suisse (SC CH), avec trois scénarios basés sur les Perspectives énergétiques 2050+. Le SC CH ne rend pas compte des projets de rénovation ou de remplacement et des projets régionaux ou locaux dont le gestionnaire de réseau a connaissance, tels qu'ils sont décrits dans le chapitre 2.1 «Le scénario-cadre: une première étape dans la planification du réseau». Les gestionnaires de réseau accordent plus de poids aux particularités locales et régionales en tant que besoins supplémentaires. Celles-ci priment ainsi sur les hypothèses émises dans le cadre du SC CH. Comme exemples de projets régionaux et locaux dont le gestionnaire de réseau a connaissance, le chapitre 2.1 mentionne surtout de grands projets tels que des usines de cartons ou des centres de calcul du côté des consommateurs, ou la transformation ou l'agrandissement de centrales hydroélectriques existantes ou de nouvelles installations destinées à la production d'électricité du côté des producteurs.

Du point de vue d'ewz, les exemples cités donnent l'impression que ce sont surtout les grands projets à partir d'une certaine puissance qui doivent s'intégrer dans la planification du réseau en tant que besoins supplémentaires. Dans le réseau urbain d'ewz, la somme de nombreux petits projets, à l'instar de nouvelles pompes à chaleur ou du développement de petites installations



photovoltaïques, sera pertinente pour la planification du réseau, en raison des exigences stratégiques de la ville de Zurich.

ewz propose de compléter le chapitre 2.1 de telle sorte que la somme de nombreux petits projets découlant des exigences stratégiques d'une ville ou d'une commune soit équivalente à un grand projet et puisse primer sur les valeurs escomptées d'après la seule évolution démographique.

### **Primeo Energie**

Primeo Energie constate avec plaisir que la mise en œuvre des projets d'extension du réseau doit être de façon générale accélérée. L'entreprise craint toutefois que le déroulement prenne plutôt du retard avec le scénario-cadre présenté. Les zones de desserte des différents gestionnaires de réseau de distribution ne correspondent pas nécessairement, du point de vue de la topologie du réseau, aux frontières cantonales ni même, dans certains cas, aux frontières nationales. Primeo Energie approvisionne par exemple des zones dans les cantons de Bâle-Campagne et de Soleure. En même temps, l'entreprise a aussi des relations transfrontalières sur le territoire français et approvisionne des parties de l'Alsace en électricité. La régionalisation envisagée ne sera pas viable sous cette forme pour sa zone de desserte et devrait donc être associée à une approche suprarégionale sur la base des nœuds du réseau. Les éléments de la planification énergétique et des plans directeurs devraient notamment être pris en compte sans que tous les gestionnaires de réseau doivent procéder en parallèle à l'harmonisation et à la coordination avec les différentes instances publiques. Cet aspect a déjà été pris en compte dans le guide relatif aux méthodes de régionalisation en application de l'art. 9c, al. 2, LApEI et devrait donc figurer par analogie dans le scénario-cadre.

Primeo Energie salue le fait que plusieurs caractéristiques du cadre sont analysées et que les réflexions reposent sur les Perspectives énergétiques 2050+. Les deux scénarios «Divergence» et «Couplage des secteurs» sont toutefois admis dans les explications comme «scénario de sollicitation accrue» ou «scénario de sollicitation réduite». Ces formulations suggèrent déjà un résultat possible et devraient donc être supprimées. De manière générale, la terminologie devrait être harmonisée et s'aligner sur d'autres documents (p. ex. les termes «consommation» et «production»).

Pour pouvoir atteindre l'objectif d'augmenter la sécurité de l'investissement et de la planification grâce à de longues durées d'exploitation, il est nécessaire de tenir compte d'autres aspects tels que la protection contre les pannes, la stabilité du réseau et le maintien de la fréquence. Pour les niveaux de réseau plus élevés au moins, il existe certainement une exigence, dans le cadre du facteur des coûts supplémentaires, prévoyant que plusieurs variantes de mise en œuvre doivent être examinées. Ici, une obligation générale de câblage, par exemple, aurait très vraisemblablement pour effet une accélération de la procédure et, pour corollaire, une amélioration rapide de la situation d'approvisionnement. En fonction du choix de la variante, il peut y avoir de longues procédures d'autorisation et des évaluations des coûts sur les hypothèses qui conduisent à la mise en œuvre effectivement la plus avantageuse.

Le pilotage de la flexibilité décrit et la possibilité d'ajuster l'injection de la production à la place d'une extension disproportionnée du réseau ne sont abordés que dans le cadre de l'acte modificateur unique. À l'heure actuelle, il manque à cet égard des utilisations correspondantes de la part des gestionnaires de réseau et le taux de pénétration des solutions d'accumulateurs privés comme alternative est encore très faible.

Sans entrer dans les détails des différents types de production, Primeo Energie ajoute une remarque sur l'électromobilité. Il manque les kilomètres parcourus en moyenne par jour et la consommation énergétique moyenne de ces véhicules, qui permettraient effectivement d'établir un scénario sur cette base. Primeo Energie estime que la capacité de charge est trop faible, alors que l'estimation de la capacité de stockage des accumulateurs est trop élevée. Elle propose d'intégrer encore ces aspects dans les sensibilités, en même temps que d'autres aspects.

### **Swissgrid**

Évolution de la consommation d'électricité: les trois scénarios d'évolution de la consommation d'électricité dans le SC CH ne se distinguent pas suffisamment. Selon Swissgrid, l'hypothèse ambitieuse de réaliser rapidement des potentiels d'efficacité dans tous les secteurs de consommation et scénarios est trop optimiste. D'autres scénarios publiés, comme ceux des conseillers nationaux Roger Nordmann et Jürg Grossen, de l'ancien conseiller national Rudolf Rechsteiner, d'Axpo et de McKinsey, indiquent une augmentation de la consommation annuelle d'électricité en Suisse de 5 à 15 TWh en 2040, selon le scénario. Le scénario présentant la consommation d'électricité actuelle la plus élevée devrait partir d'une consommation d'électricité encore plus importante, afin de couvrir un éventail suffisamment large d'évolutions futures possibles.

Expansion du photovoltaïque: Swissgrid estime que les trois scénarios du SC CH ne se distinguent pas non plus suffisamment en termes d'expansion du photovoltaïque. Le SC CH chiffre la puissance photovoltaïque installée en 2040 entre 10 et 24 GW. Les scénarios publiés mentionnés précédemment estiment qu'il est possible de développer le photovoltaïque à hauteur de 15 à 40 GW d'ici 2040, selon le scénario.

Le scénario présentant la plus grande expansion du photovoltaïque devrait partir d'une augmentation encore plus importante afin de couvrir un éventail suffisamment large d'évolutions futures possibles.

Couplage du SC CH avec les scénarios d'ENTSO: ENTSO prend trois scénarios différents pour base dans le Ten-year Network Development Plan 2022 (TYNDP 2022) pour l'année cible 2040. En plus des deux scénarios d'ores et déjà référencés dans le SC CH, «Global Ambition» et «Distributed Energy», il y a encore le scénario «National Trends», qui reflète l'état actuel des mesures prises à l'échelle nationale. Plusieurs gestionnaires de réseau de transport européens planifient par le biais de ce scénario. Pour Swissgrid, il est donc opportun de tenir aussi compte de ce scénario dans le SC CH.

En raison du nombre important de petites installations et de la décentralisation, le scénario «Distributed Energy» est cohérent avec le scénario 1 «Référence» et sa production décentralisée relativement importante.

En raison de la portée des flux de charge, le scénario «Global Ambition» est cohérent avec le scénario 2 «Divergence» et ses importations d'électricité élevées.

Les trois scénarios du TYNDP 2022 d'ENTSO devraient être associés aux scénarios émis dans le SC CH. Le scénario «National Trends» devrait être associé au scénario 3 «Couplage des secteurs».

Le SC CH mentionne le TYNDP 2020 comme base de données pour l'étranger. Si des données plus actuelles sont disponibles à temps pour la planification du réseau stratégique grâce au TYNDP 2022, l'utilisation de ces chiffres actualisés devrait être possible pour Swissgrid en lieu et place de la source TYNDP 2020 mentionnée dans le SC CH.

Prise en compte de la géothermie: le SC CH prévoit un développement de la géothermie de 20 MW jusqu'à 90 MW d'ici 2040. À l'heure actuelle, des incertitudes demeurent quant à savoir si, et où, ces installations pourraient être réalisées. En outre, la puissance supplémentaire n'est guère pertinente pour le réseau de transport. La géothermie ne devrait pas être prise en compte dans la planification du réseau de Swissgrid.

Points généraux supplémentaires qui concernent le processus, le développement et la mise en œuvre du SC CH:

Garantir la durabilité lors de l'établissement du SC CH: le SC CH doit être actualisé tous les quatre ans. Il est nécessaire de disposer des données actualisées en conséquence. Le SC CH se fonde sur les scénarios des perspectives énergétiques. Aucune donnée propre n'a été collectée pour le SC CH.

De 2022 à 2024, il sera déjà nécessaire d'actualiser au moins les parties des perspectives énergétiques intégrées dans le SC CH pour pouvoir commencer l'actualisation du SC CH avec le groupe d'accompagnement en 2024.

Question: à partir de quel moment, de l'avis de l'OFEN, des données actualisées sont-elles disponibles pour le remaniement du SC CH afin que Swissgrid puisse aligner sa planification à temps?

Coupler davantage le SC CH avec la régionalisation: la planification du réseau nécessite des données locales, et non nationales, sur l'évolution de la production, des installations de stockage et de la consommation. Dans la Stratégie Réseaux électriques, l'objectif formulé est que le SC CH serve de base à la planification du réseau. Du point de vue de Swissgrid, cet objectif n'est pas entièrement atteint, car la régionalisation des valeurs cibles nationales fait défaut.

À l'heure actuelle, les gestionnaires de réseau des niveaux de réseau (NR) 1 à 3 mènent le processus de régionalisation en parallèle de la consultation et de la finalisation du SC CH. À cet égard, les exigences du SC CH dans la version envoyée en consultation sont appliquées aux nœuds des NR 1 et 3. À cet effet, les gestionnaires de réseau formulent de nombreuses hypothèses sur les sites et les moments où de nouvelles centrales d'importance et de grands consommateurs pourraient être constitués. Si les valeurs cibles dans le SC CH approuvé par le Conseil fédéral devaient différer de celles du projet envoyé en consultation, il faudrait répéter la régionalisation pour les paramètres concernés après la décision du Conseil fédéral relative au SC CH. Or, cela prendra du temps. La LAPeI prévoit, à l'art. 9d, al. 1, que la planification du réseau doit être achevée dans les neuf mois qui suivent l'approbation par le Conseil fédéral. Neuf mois, c'est très peu de temps pour la simulation du marché/réseau, la définition du projet, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport étrangers et les gestionnaires de réseau de distribution suisses ainsi que pour les analyses coûts-bénéfices par projet de réseau supplémentaire.

Si les installations admises sont agrégées au niveau cantonal, il peut en outre y avoir des contradictions au regard de la planification énergétique cantonale. Du point de vue de Swissgrid, ce n'est pas la tâche des gestionnaires de réseau de résoudre les contradictions d'objectifs politiques entre la Confédération et les cantons.

Swissgrid (et les GRD) prend la responsabilité par ses hypothèses qui, en vertu de l'idée fondamentale de la Stratégie Réseaux électriques, relèvent de la responsabilité de la Confédération/des milieux politiques.

Comme la planification du réseau ne peut commencer qu'une fois que les valeurs cibles nationales et régionalisées entre les nœuds de réseau<sup>2</sup> sont disponibles, Swissgrid propose ce qui suit: la coordination des valeurs cibles de la politique énergétique doit être assurée par l'OFEN et les directeurs cantonaux de l'énergie. Les résultats de ce processus de coordination devraient être intégrés lors de l'élaboration du futur SC CH. Le Conseil fédéral approuverait alors un SC CH qui comprend des valeurs cibles nationales et cantonales cohérentes. Les gestionnaires de réseau obtiendraient ainsi une bonne base harmonisée pour la planification de leur réseau, pour laquelle ils devraient formuler moins d'hypothèses sur le développement local du futur parc de centrales dans le cadre du processus de régionalisation encore nécessaire entre les nœuds du réseau. Déjà pour l'actuel processus de planification du réseau, mais aussi pour les prochains, le délai légal de neuf mois pour la planification du réseau ne doit commencer à courir qu'une fois que le processus de régionalisation est terminé. En conséquence, ce processus ne peut être réalisé qu'une fois les données du SC CH définitivement disponibles, c'est-à-dire après l'arrêté du Conseil fédéral. Les gestionnaires de réseau (Swissgrid et les GRD raccordés au réseau de transport) ont assez de temps pour la régionalisation (au maximum 6 mois). Swissgrid annonce la fin du processus de régionalisation à l'OFEN. À partir de ce moment-là, le délai de neuf mois pour la planification du réseau commence à

<sup>2</sup> Le réseau de transport compte environ 140 nœuds. Un nœud de réseau est par exemple une station de couplage ou un poste de transformation auquel les centrales et les réseaux de distribution sont raccordés. Les lignes du réseau de transport relient les nœuds de réseau entre eux.

courir. Une modification correspondante de la LApEI pourrait encore intervenir dans le cadre de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables(acte modificateur unique).

Capacités frontalières et accord sur l'électricité: en vertu de son mandat légal, Swissgrid n'est pas compétente pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en énergie de la Suisse. Le SC CH ne prescrit pas de capacités frontalières définitives. À l'aide de simulations du marché, Swissgrid examinera si les capacités frontalières admises pour 2030/2040 sont suffisantes pour assurer les échanges d'électricité prévisibles avec les États voisins, conformément aux scénarios prévus dans le SC CH. En l'absence d'exigences concrètes dans le SC CH, Swissgrid formule l'hypothèse pour 2030 que des capacités de réseau seront disponibles aux frontières suisses sous la forme de valeurs NTC, comme c'est le cas aujourd'hui. En raison de la mise en œuvre du critère de la marge minimale disponible (minRAM) de l'UE, leur volume sera probablement plus faible que les valeurs usuelles à l'heure actuelle. Pour 2040, Swissgrid formule l'hypothèse que la Suisse restera intégrée comme maintenant au couplage des marchés basés sur les flux de l'UE. Une optimisation des échanges d'électricité avec l'étranger serait ainsi possible. La conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE est nécessaire pour l'intégration au couplage des marchés.

La Confédération continue de viser la conclusion d'un accord sur l'électricité pour parvenir à l'intégration de la Suisse.

Accélération des procédures d'autorisation des projets de réseau: pour le raccordement au réseau de grandes centrales hydroélectriques et d'éventuelles centrales à gaz, Swissgrid émet des hypothèses sur la base d'idées de projets et d'études de potentiel, y compris la déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique<sup>3</sup>. Swissgrid est favorable à ce que des adaptations soient apportées le plus rapidement possible aux conditions-cadres (p. ex. par le biais de l'acte modificateur unique), afin que ces projets se concrétisent et qu'à l'avenir, la planification du réseau puisse se faire sur cette base. Il faut savoir qu'en règle générale, la réalisation (planification, autorisation, construction) d'un projet de ligne nécessitant un plan sectoriel prend environ dix à quinze ans. Le raccordement de nouvelles centrales électriques et le transport de l'énergie vers les centres de consommation nécessitent un préavis suffisant et une sécurité de planification, faute de quoi il ne peut être assuré.

Il est urgent de prendre d'autres mesures pour accélérer ou optimiser les procédures d'autorisation des projets liés au réseau.

Création des bases réglementaires pour rendre la flexibilité exploitable (p. ex. par la flexibilisation des rémunérations pour l'utilisation du réseau): le SC CH entend notamment rendre le potentiel de la flexibilité exploitable du côté de la charge par des incitations financières, voir la p. 27 du SC CH: *«Du côté de la demande, la consommation pouvait par le passé être contrôlée ou influencée au moyen d'installations à commande centralisée ou par le biais de la tarification (double tarif notamment). Ces solutions étaient souvent rigides puisque les tarifs et les horaires n'étaient pas adaptés à l'offre. À l'avenir, le chargement des batteries des véhicules électriques, l'utilisation des pompes à chaleur et le recours au PtX, par exemple, devraient être en partie flexibles.»* À l'heure actuelle, il n'est pas possible d'envoyer des signaux au niveau des prix par le biais des tarifs pour l'utilisation du réseau, car les exigences réglementaires (LApEI et OApEI) ne laissent aucune marge de manœuvre. Des signaux de prix supplémentaires par le biais de rémunérations variables pour l'utilisation du réseau pourraient constituer une base pour l'utilisation des potentiels de flexibilité esquissés dans le SC CH pour le chargement des batteries dans la mobilité électrique, les pompes à chaleur et le recours aux accumulateurs. Cela permettrait de réduire les besoins d'extension du réseau, en particulier aux niveaux de tension inférieurs, ce qui génère une plus-value économique. Une modification des bases légales, en particulier de l'OApEI, est toutefois nécessaire.

<sup>3</sup> [Déclaration commune adoptée par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique - DETEC \(admin.ch\)](#)

Il est aussi nécessaire de créer un cadre légal pour les mesures incitatives visant un comportement des accumulateurs (purs) utile au système et l'utilisation du potentiel des solutions transsectorielles. L'acte modificateur unique, actuellement examiné par le Parlement, ne va pas dans la bonne direction à cet égard. Avec la nouvelle teneur prévue de l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI, seule l'énergie soutirée pour les besoins propres d'une centrale de production ou pour les installations de pompage-turbinage est exclue de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les (purs) accumulateurs électriques (à l'exception des centrales à pompage-turbinage) devraient toujours payer des rémunérations pour l'utilisation du réseau à l'avenir pour le soutirage du réseau. Par conséquent, la rentabilité des accumulateurs électriques se détériorerait.

Afin d'augmenter encore le potentiel de flexibilité, il faudrait plutôt créer des incitations pour que les véhicules électriques, par exemple, soient équipés de batteries à recharge bidirectionnelle. Il n'y a actuellement que quelques modèles de voitures de tourisme dotés de cette technologie.

Pour que Swissgrid puisse accéder à une flexibilité suffisante dans le réseau électrique, il est nécessaire de créer un cadre réglementaire qui maximise l'offre et la disponibilité de flexibilité. Il s'agit notamment de la possibilité de faire preuve de flexibilité dans la rémunération pour l'utilisation du réseau, d'exempter les accumulateurs électriques purs de la rémunération pour l'utilisation du réseau, d'encourager des solutions de mobilité électrique avec une gestion de charge bidirectionnelle, de développer des modèles pour la gestion du stockage transsectoriel, etc.

Ch. 3.1, dernier paragraphe (p. 16): l'affirmation selon laquelle la portée des flux de charge dans le scénario 1 sera moindre que dans les autres scénarios n'est pas correcte. Ce n'est vrai qu'à l'égard du scénario 2, car c'est le seul à être associé au scénario «Global Ambition» qui conduit à des flux de charge de grande portée.

Fig. 8 (p. 19): les valeurs de la puissance installée par technologie de production pour 2019 devraient être complétées dans le graphique à titre de comparaison.

Ch. 4.1 (p. 19): la puissance installée des centrales hydroélectriques a été calculée en additionnant les puissances nominales des générateurs.

Dans la pratique, la puissance maximale d'une centrale peut aussi être limitée par un rendement de turbinage inférieur ou par l'apport en eau, si bien que l'addition des puissances des générateurs donne une puissance totale supérieure à ce qui est disponible en réalité. C'est pourquoi il faudrait saisir la puissance maximale injectable dans le réseau pour chaque centrale.

Ch. 4.5 (p. 21): la puissance moyenne d'une installation photovoltaïque passe de 22 kWc aujourd'hui à 26 kWc en 2040. Cela implique que la taille moyenne des installations n'augmente que faiblement. Dans quelle mesure le SC CH prend-il en compte le fait qu'à l'avenir, il serait le cas échéant possible de construire (p. ex. dans des espaces non bâtis ou des friches) davantage de grandes installations photovoltaïques (économiquement plus efficaces)?

### **Association suisse pour l'aménagement des eaux**

L'ASAE salue le fait que le SC CH se fonde sur les Perspectives énergétiques 2050+. Une cohérence est ainsi assurée entre le présent projet et les bases de l'économie énergétique de la Confédération. Contrairement aux Perspectives énergétiques 2050+, le SC CH ne tient toutefois pas compte d'un scénario «Poursuite de la politique actuelle», et toutes les variantes se basent sur le scénario zéro émission nette (ZÉRO). Ce scénario laisse entendre que le développement de l'énergie hydraulique se fait dans des «conditions d'utilisation optimisées». Or, le rapport de base de l'OFEN «Potentiel hydroélectrique de la Suisse» de 2019 ne décrit qu'en des termes très génériques ce qu'il faut comprendre par là. L'ASAE voit en tout cas un sérieux besoin d'agir pour pouvoir atteindre les objectifs de puissance de la force hydraulique indiqués dans le SC CH (et les objectifs non mentionnés mais implicites en matière de volume de production).

L'adoption de l'initiative parlementaire 19.443, le message concernant la révision de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité ainsi que la table ronde initiée par le DETEC en 2020 et le lancement de la procédure de consultation sur l'accélération des procédures signalent un intérêt politique pour l'amélioration des conditions-cadres actuelles en faveur de l'énergie hydraulique.

Le 13 décembre 2021, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique a adopté une déclaration commune dans laquelle ont été identifiés quinze projets de centrales hydroélectriques à accumulation qui, en l'état des connaissances actuelles, sont les plus prometteurs sur le plan énergétique et dont la mise en œuvre implique l'impact proportionnellement le plus faible sur la biodiversité et le paysage. Leur réalisation permettrait d'atteindre une production hivernale des centrales à accumulation de 2 TWh d'ici 2040 et fournirait ainsi une contribution importante à l'amélioration de l'approvisionnement.

Pour atteindre des «conditions d'utilisation optimisées» et, ainsi, les objectifs de la stratégie énergétique concernant l'énergie hydraulique, l'ASAE voit toutefois des obstacles substantiels dans la mise en œuvre:

Loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux): en fonction de l'interprétation qui est faite des art. 31 à 33 LEaux, il faut s'attendre, lors de nouvelles concessions, à des pertes nettement plus importantes du fait des dispositions en matière de débits résiduels que ne le supposent les Perspectives énergétiques 2050+ (et donc le SC CH).

Une augmentation de la puissance des centrales à pompage-turbinage de 2,8 GW par le développement supplémentaire des projets Grimsel 1E, Grimsel 3 et Lago Bianco, telle qu'envisagée dans le SC CH, est irréaliste dans les conditions-cadres actuelles, notamment parce que les centrales à pompage-turbinage doivent explicitement être rentables sans subventions en vertu de la législation en vigueur.

Avec le dépôt de l'Initiative biodiversité et le contreprojet indirect du Conseil fédéral, la pression sur la production hydroélectrique augmente encore. Des projets d'extension utilisant les nouveaux lacs glaciaires, notamment, deviennent ainsi compliqués voire impossibles à réaliser.

Malgré des contributions d'investissement accrues en faveur de nouveaux projets hydroélectriques, la réalisation des projets de la table ronde n'est pas assurée: d'une part, dans le cadre légal en vigueur, il faut encore s'attendre à l'opposition des milieux de la protection de l'environnement et, d'autre part, malgré la forte hausse des prix de l'électricité en bourse en 2021, l'incertitude reste élevée quant à l'évolution des prix. Avec la prolongation du taux fixe de la redevance hydraulique jusqu'à la fin 2030, les exploitants de centrales hydroélectriques restent en principe confrontés à des dépenses fixes élevées tandis que les prix de l'électricité sont très volatils, ce qui a des répercussions négatives sur leur disposition à investir.

Conséquences de l'extension pour la charge du réseau:

Les projets de centrales hydroélectriques à accumulation jugés prioritaires dans le cadre de la table ronde n'ont été pris en compte que sommairement dans les travaux relatifs aux Perspectives énergétiques 2050+. Des clarifications sont encore nécessaires pour savoir dans quelle mesure ces projets auront des répercussions sur l'infrastructure du réseau, en plus des projets déjà pris en compte dans le SC CH, et donc sur les affirmations du SC CH.

Comme les durées de planification et de réalisation sont longues pour les renforcements du réseau, il est important que ces procédures soient synchronisées avec la planification et la réalisation des projets d'extension de l'énergie hydraulique pour que la mise en service de la pleine puissance des extensions ne soit pas retardée et que des goulets d'étranglement des capacités du réseau puissent être évités lors de la dérivation de l'énergie supplémentaire.

C'est pourquoi l'ASAE propose de prendre en compte les projets de la table ronde dans le SC CH et donc dans la planification du réseau, afin d'anticiper, le cas échéant, les adaptations nécessaires sur le réseau de transport et les réseaux de distribution.

### **Association des entreprises électriques suisses AES, Association des distributeurs d'énergie cantonaux et régionaux RegioGrid**

Scénarios (résumé, chap. 2.2, chap. 3): AES estime judicieux de se servir des Perspectives énergétiques 2050+ (PE2050+) comme base pour les données de l'économie énergétique. Elles reflètent les objectifs principaux de la Suisse en matière de politique énergétique et climatique et, ainsi, l'axe de développement qui est aussi pertinent pour la planification du réseau électrique. AES a accompagné l'élaboration des PE2050+ par l'OFEN et s'est exprimée à plusieurs reprises sur les hypothèses et les résultats de ces travaux. C'est pourquoi l'association renonce à commenter les indicateurs encore une fois en détail et renvoie à sa participation dans le groupe d'accompagnement et à ses prises de position correspondantes déjà publiées. Néanmoins, à cet endroit, elle signale une nouvelle fois le solde importateur élevé au cours des années 2030 d'après les PE2050+, ce qui est inacceptable. Il est nécessaire de le réduire sensiblement, en particulier grâce à un développement accéléré des énergies renouvelables. Cela se répercutera également sur la planification du réseau électrique et doit être pris en compte en conséquence. En outre, le SC CH devrait aussi rendre compte, en complément, des bases de planification qui ont été élaborées depuis la publication des Perspectives énergétiques 2050+, par exemple la liste des projets de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique. L'absence d'accord sur l'électricité jusqu'à nouvel ordre devrait constituer pour le moment l'évolution réaliste. C'est pourquoi il semble nécessaire d'exposer les répercussions de l'absence d'accord sur l'électricité dans les trois scénarios, car le réseau doit pouvoir faire face à ce contexte.

AES salue le fait que la présentation de plusieurs scénarios ouvre un corridor de développement. L'association approuve également la définition d'un scénario directeur, tout en soulignant la possibilité pour les gestionnaires de réseau, fixée au chapitre 2.1, de s'adapter aux conditions spécifiques de leur secteur de réseau.

AES est en outre favorable à ce que le SC CH s'aligne sur les niveaux de réseau 1 et 3. L'association signale toutefois que les termes de «scénario de sollicitation réduite» et «scénario de sollicitation accrue» sont trompeurs. La réalisation de la planification du réseau montrera lequel des scénarios est le plus exigeant pour la planification du réseau. À noter par ailleurs qu'une planification du réseau pour les deux sens de flux est plus coûteuse que pour un seul sens. Cet aspect doit être précisé ou complété dans les explications des scénarios dans le SC CH.

Planification du réseau et scénario-cadre (chap. 2.1 et 2.2): dans sa prise de position du 9 février 2021 sur le guide relatif aux méthodes de régionalisation, AES a déjà indiqué que la garantie de la sécurité du réseau a une grande influence sur les prévisions des flux de charge et, ainsi, sur la planification du réseau. C'est pourquoi l'association propose une nouvelle fois d'inscrire dans le SC CH que les données d'économie énergétique ne peuvent pas, à elles seules, servir de base pour la planification du réseau, mais que d'autres paramètres doivent impérativement être pris en compte par les gestionnaires de réseau, tels que les mesures de protection contre les pannes.

En outre, il convient de signaler que les indicateurs nationaux du SC CH et les exigences spécifiques au réseau ne sont pas les seuls paramètres dont le gestionnaire de réseau a besoin pour sa planification. Dans le cadre de la régionalisation, d'autres paramètres qui ne sont pas mentionnés explicitement ici, comme les intentions des cantons en matière d'aménagement du territoire et de planification énergétique, sont également nécessaires. C'est pourquoi il convient de signaler dans le chapitre 2.1 que les données correspondantes doivent être mises à disposition par les cantons.

Production d'électricité (chap. 4): pour les données de production, AES propose, en plus des capacités de production (puissance installée), d'indiquer en complément la quantité d'énergie. Cela

permettrait une meilleure comparaison avec les données de consommation. En outre, les différences existantes d'une technologie à l'autre en ce qui concerne les heures de pleine charge des installations transparaîtraient ainsi mieux.

Dans le domaine de la force hydraulique (chap. 4.1), le SC CH s'appuie sur l'étude «Potentiel hydroélectrique de la Suisse» de 2019. Cette étude n'est plus actuelle du point de vue d'AES. Les potentiels de puissance et d'énergie inscrits dans cette étude sont entre-temps dépassés pour plusieurs projets et en partie clairement trop faibles. Plusieurs participants à la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique ont pris parti fin 2021 pour des projets concrets d'extension de centrales hydroélectriques à accumulation, si bien que leur probabilité de réalisation peut être considérée comme plus importante que dans l'étude initiale. AES est donc d'avis que le choix de projets de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique devrait être reproduit dans le scénario-cadre.

La puissance de crête nominale en courant continu des installations photovoltaïques n'est pas un paramètre pertinent pour la planification du réseau. Celle-ci doit au contraire s'appuyer sur la puissance maximale qui peut être injectée dans le réseau. Or, cette puissance maximale est clairement plus faible que la puissance nominale des modules après déduction des pertes liées à la transformation (CC à CA) et de la consommation propre d'électricité. AES serait favorable à ce que le SC CH indique les facteurs de conversion pour éviter différentes hypothèses de la part des gestionnaires de réseau et garantir ainsi une application uniforme dans les scénarios.

Le SC CH laisse entendre que le photovoltaïque sera davantage axé sur la production hivernale à l'avenir, ce qui a des répercussions sur les heures de pleine charge. La part de la production hivernale doit ainsi passer de 25% en 2019 à 26% en 2030 et à 29% en 2040. De plus, d'après le SC CH, la taille moyenne d'une installation photovoltaïque s'accroît pour passer de 22 kWc en 2019 à 24 kWc en 2030 et à 26 kWc en 2040, car les surfaces de toiture existantes sont mieux exploitées. Cette évolution peut avoir un impact considérable sur les prévisions photovoltaïques et sur la régionalisation. Les hypothèses traditionnelles sur la base de l'adéquation des toits pour le photovoltaïque ne seraient plus valables dans ces conditions, car les toits avec une orientation nord seraient par exemple plus attractifs en cas d'incitations correspondantes. Il est donc nécessaire que le SC CH fournisse aussi des indicateurs différenciés selon les installations de toiture ou de façade et, le cas échéant, selon l'orientation (points cardinaux).

Consommation d'électricité et flexibilité (chap. 5 et 6): l'utilisation du potentiel de flexibilité des installations (p. ex. pompes à chaleur, véhicules électriques, etc.) et de l'ajustement de l'injection des installations de production peuvent aussi être pertinents pour la planification du réseau aux niveaux de réseau 1 et 3, en particulier en ce qui concerne la réinjection. Pourtant, elle ne revêt d'importance pour la planification du réseau que si le gestionnaire de réseau y a un accès constant et garanti. Il manque aujourd'hui des bases légales correspondantes. Dans son message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (21.047), le Conseil fédéral propose une réglementation pour l'écèlement des pointes et la création d'un marché de flexibilité. Ces possibilités ne sont toutefois pas à la disposition du gestionnaire de réseau avant l'entrée en vigueur de la loi. Par ailleurs, le détenteur de flexibilité reste maître de l'utilisation de sa flexibilité, d'après le projet du Conseil fédéral, et donc libre de décider si et à qui il veut la proposer. Pour le gestionnaire de réseau, il en résulte que l'utilisation de flexibilités et de l'écèlement des pointes ne peut pas être prise en compte pour le moment dans la planification du réseau pour réduire les besoins d'extension ou de renforcement du réseau. Une clarification rapide des dispositions légales serait en revanche pertinente pour une conception efficace et une exploitation sûre du réseau, en particulier la possibilité d'ajuster l'injection du photovoltaïque, par exemple à hauteur de 70% de la puissance de production maximale en courant continu.

Dans le tableau 10, il est nécessaire de préciser pour le secteur des transports, comme dans le guide relatif aux méthodes de régionalisation (chap. 5, p. 8), que celui-ci n'inclut pas l'électromobilité.



S'agissant de la consommation d'électricité, il convient de compléter dans le SC CH les valeurs indicatives sur les puissances et la conversion des valeurs énergétiques en valeurs de puissance pour les différents types de charge, en particulier pour l'électromobilité et les pompes à chaleur, par exemple par des diagrammes sur la performance en fonction du temps ou par des courbes de consommation standard. Cette solution favoriserait une utilisation uniforme des valeurs énergétiques, en particulier en l'absence de données historiques.

Autres directives (chap. 8): le chapitre 8 mentionne d'autres données de référence en matière d'économie énergétique telles que les prix des matières premières et du CO<sub>2</sub>. Elles n'ont qu'une pertinence limitée pour la planification du réseau et ne devraient donc pas être obligatoirement prises en compte.

Régionalisation (résumé et chap. 9): en vertu de l'art. 9c, al. 2, LApEI, les gestionnaires de réseau associent les cantons à leur planification sur la base de la régionalisation du SC CH. Comme le présentent les remarques concernant le chapitre 2.1 et la prise de position d'AES relative au guide, il ne peut toutefois pas incomber aux gestionnaires de réseau de procéder à la coordination avec les cantons ou avec les plans énergétiques cantonaux. Cette différenciation entre les tâches de coordination au niveau des gestionnaires de réseau, d'une part, et au niveau de la politique énergétique, d'autre part, a été intégrée dans la version du guide remaniée par l'OFEN. Cela doit aussi figurer dans le SC CH.

Les tâches des gestionnaires de réseau dans la régionalisation au sens de l'art. 9c, al. 2, LApEI sont présentées en détail dans le guide et sont donc redondantes dans ce document voire trompeuses en cas de formulations divergentes. Pour harmoniser la formulation, il est donc nécessaire d'adapter le troisième paragraphe du chapitre 9.

Adaptation du texte dans le résumé, paragraphe «Régionalisation»:

«[...] Pour compléter le SC CH, et afin de soutenir les gestionnaires de réseau, l'OFEN met à disposition, au niveau de l'office, un guide relatif aux méthodes de régionalisation, qui publie les indicateurs des grandes régions et propose des méthodes pour ventiler les indicateurs du SC CH sur les secteurs de réseau, puis sur les nœuds du réseau. [...]»

Modification du troisième paragraphe du chapitre 9: «Comme base pour la régionalisation des indicateurs nationaux du SC CH par les gestionnaires de réseau, l'OFEN doit procéder à l'harmonisation des hypothèses régionales relatives à l'évolution de la production et de la demande avec les cantons concernés. Les gestionnaires de réseau associent les cantons à la planification du réseau de manière appropriée (conformément à l'art. 9c, al. 2, LApEI).»

Autre remarque: comme dans sa prise de position du 9 février 2021 sur le guide relatif aux méthodes de régionalisation, AES renvoie une nouvelle fois à la pertinence d'une terminologie solide et uniforme et recommande d'utiliser en permanence les termes «consommation» et «production».

## **5.6. Avis de l'industrie et des services**

### **Fédération des entreprises romandes**

La FER prend note des trois scénarios possibles pour développer le réseau électrique en Suisse. Le gouvernement mise avant tout sur le développement rapide du photovoltaïque et de l'éolien; il compte également sur les importations, sur le biogaz et sur les centrales à gaz avec utilisation d'hydrogène importé. La FER a une certaine sensibilité pour le scénario 3 qui couple électrification et développement de centrales à gaz dont l'exploitation se ferait à partir d'une ressource de plus en plus utilisée: l'hydrogène. L'objectif à atteindre est toujours celui de la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Si la FER soutient sur le principe le développement de scénarios afin de développer les réseaux électriques, elle regrette vivement l'absence d'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. Même si le rapport explicatif mentionne que l'absence d'accord sur l'électricité ne constitue pas en soi une option pour le secteur de l'énergie, le fait qu'aucun accord sur l'électricité n'ait été signé avec l'UE se répercute clairement sur l'ensemble des scénarios précités. Comme relevé dans ce rapport explicatif (p. 30), «pour l'essentiel, un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE comporterait la reprise des acquis européens et réglerait l'accès aux plateformes de marché européennes ainsi que le couplage des marchés y relatif».

En d'autres termes, l'absence d'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE aura un impact négatif sur l'exploitation des systèmes des réseaux électriques, sur les capacités d'importation et sur l'économie d'une manière générale. Le Conseil fédéral a d'ailleurs déjà mis en garde les entreprises et la population par rapport à un blackout possible en matière énergétique dans les années à venir, en particulier durant les mois d'hiver. Dans ce contexte particulier, La FER relève effectivement la nécessité d'anticiper et de prévoir des scénarios réalistes, qui permettent d'assurer la continuité énergétique de la Suisse et des activités économiques. Il est donc fondamental de trouver des solutions pour préserver la stabilité du réseau électrique suisse, même si les importations d'énergie diminuent fortement.

La FER est, sur le principe, favorable au développement des énergies renouvelables. Toutefois, elle se pose la question de savoir si la forte progression prévue de celles-ci est vraiment réaliste dans les différents scénarios. Selon les chiffres sur l'électricité produite en Suisse, elle provient en majorité de la force hydraulique et du nucléaire, les nouvelles énergies renouvelables (solaire, éolienne, biomasse et petite hydraulique) ne représentant que 7% du total. Quant à la consommation de ces nouvelles énergies renouvelables, leur part passe de 8,4 à 10,3% en 2020. L'énergie consommée provient en majorité des centrales hydroélectriques et du nucléaire. Dans ce contexte, le fossé à couvrir par les nouvelles énergies renouvelables est gigantesque et leur progression reste pour le moment modeste.

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque augmente en Suisse. Néanmoins, sur un territoire exigu comme le nôtre, il sera difficilement envisageable de développer à large échelle cette énergie, sachant que le photovoltaïque occupe passablement d'espace au regard de l'énergie produite. Quant à l'énergie éolienne, les chiffres évoqués dans le rapport sont franchement très élevés si l'on compare cela avec les réalisations concrètes. La mission va s'avérer compliquée compte tenu des emplacements qui peuvent être véritablement dédiés à ce type d'énergie, et des oppositions relativement courantes contre les éoliennes. Quant à la géothermie, il n'existe à l'heure actuelle en Suisse aucune centrale géothermique produisant de l'électricité. Par ailleurs, cette technologie a suscité pour l'instant passablement d'oppositions. Il sera donc difficile de miser sur le développement de cette technologie à large échelle en Suisse.

Le véritable défi sera ainsi de remplacer l'utilisation de l'énergie nucléaire par des énergies renouvelables. En l'état, et compte tenu des remarques précitées, la FER plaide pour l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'au maximum de la durée prévue par la loi pour autant que les normes de sécurité soient adéquates. Elle n'est pas opposée non plus au développement de centrales thermiques à gaz évoqué par le scénario 3, en particulier si le développement des énergies renouvelables n'est pas suffisamment rapide.

S'agissant du stockage d'électricité, le scénario-cadre montre l'évolution à la hausse de la puissance et des capacités de stockage grâce aux accumulateurs décentralisés et aux centrales à pompage-turbinage. Sur ce point, la FER relève toute l'importance de développer des projets en relation avec le stockage de l'énergie. Toutes les innovations doivent être considérées avec la plus grande attention car la sécurité d'approvisionnement en dépend, en particulier durant les mois d'hiver. Il est à noter que si l'intention du Conseil fédéral est d'atteindre zéro émission nette en 2050, certaines technologies, comme les accumulateurs décentralisés, devront être reconsidérées, car la chaîne de production est loin d'être décarbonée. Cette situation va ajouter des difficultés supplémentaires, alors que la sécurité d'approvisionnement électrique devient urgente.

Par ailleurs, si la consommation conventionnelle d'électricité va très certainement diminuer grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique, cela ne va pas être le cas pour la mobilité électrique ou les pompes à chaleur. La consommation électrique globale en Suisse augmentera au cours des prochaines années. Dès lors, il est fondamental d'anticiper les besoins afin d'assurer une continuité énergétique et d'éviter tout blackout dans un avenir plus ou moins proche.

En conclusion, la FER est favorable à cette planification du réseau électrique, car sans accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, il est indispensable de prévoir l'avenir, sachant que certains pays européens ne seront plus à même d'exporter leurs énergies vers la Suisse. La FER est particulièrement inquiète de la situation dans le domaine de l'électricité et, tenant compte des déclarations récentes du gouvernement, sur un possible blackout. Il est donc fondamental de trouver des solutions adaptées, d'encourager l'innovation, notamment pour le développement de technologies de stockage de l'énergie, et de pousser jusqu'à la fin de leur période d'exploitation les centrales nucléaires. Il faut aussi se demander de quelle manière il est possible de développer les nouvelles énergies renouvelables compte tenu des barrières évoquées et des objectifs fixés dans les différents scénarios.

### **Groupe gros clients d'électricité**

Le rapport dit: «Les simulations de marché et de réseau de Swissgrid axées sur le scénario-cadre fourniront des indications plus précises à ce sujet [à savoir les scénarios]» et «L'aménagement de la régionalisation en tant que telle demeure de la compétence et du ressort des gestionnaires de réseau concernés. Dans le cadre de la régionalisation des indicateurs nationaux du SC CH par les gestionnaires de réseau, les hypothèses régionales relatives à l'évolution de la production et de la demande doivent être harmonisées avec les cantons concernés (conformément à l'art. 9c, al. 2, LApEI).»

Le SC CH est truffé de tableaux sur l'évolution fondamentale des capacités de production et de la consommation qui se basent sur les Perspectives énergétiques 2050+ (PE2050+). Les hypothèses des PE2050+ pourraient tout à fait être mises en question, mais ce n'est pas l'objet de la discussion.

En ce qui concerne la consommation d'électricité escomptée, GGS constate qu'on est encore parti du principe, dans la stratégie énergétique élaborée sous la direction de l'ancienne conseillère fédérale Doris Leuthard, que la consommation d'électricité en Suisse resterait à peu près constante malgré l'électrification d'autres secteurs, grâce aux mesures d'efficacité. Dans les PE2050+, on procède entre-temps de l'idée qu'il y aura une nette hausse des besoins. Ces besoins supplémentaires et l'abandon de l'énergie nucléaire doivent être principalement surmontés par un développement massif du photovoltaïque.

GGS ne peut pas juger dans quelle mesure les scénarios choisis couvriront bien la future réalité. Il n'est pas du tout certain qu'un bilan annuel équilibré sur la base d'un développement massif du photovoltaïque implique de plus faibles flux de charge à grande échelle en raison d'une production décentralisée, car face à une surproduction massive en été – et pas seulement en Suisse –, il y a une lacune non moins grande en hiver, qu'il est nécessaire de combler d'une manière ou d'une autre. Le graphique fourni illustre le cas de figure à l'aide de la production et de la consommation par mois, ainsi qu'il est possible de l'anticiper pour 2050 sur la base des données et des rapports disponibles.

Le gestionnaire de réseau de transport Swissgrid a en grande partie connaissance des congestions du réseau sur la base de l'expérience effective et des simulations qui ne sont pas faites qu'après l'approbation du SC CH par le Conseil fédéral. Au niveau de la moyenne tension, l'installation accrue d'appareils de mesure et d'éléments de réseau pilotables a pour conséquence que la capacité des réseaux peut être mieux utilisée, c'est-à-dire qu'ils peuvent être exploités avec moins de réserves. Dans ce cadre, il est intéressant de rappeler les propos de Marina Gonzalez Vaya, Head of Smart Solutions Development aux services industriels du canton de Zurich (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich, EKZ). Lors de l'Energy Week à l'École polytechnique fédérale de Zurich en 2021, elle a déclaré, dans un débat sur l'automatisation des réseaux électriques, qu'elle ne s'attendait pas,

dans le cadre de l'adaptation des réseaux électriques à une production décentralisée, à des coûts supplémentaires considérables qui dépassent la rénovation normale des éléments du réseau. La diffusion progressive d'appareils de mesure et de commande permet d'exploiter le niveau moyenne tension de manière toujours plus intelligente.

Cette affirmation est plutôt en contradiction avec les immenses besoins d'investissements systématiquement mis en avant par les gestionnaires de réseau de distribution sur la scène politique.

Il est bien sûr judicieux de se faire une idée, à l'aide de scénarios, des évolutions possibles de l'approvisionnement en électricité à l'avenir. Un scénario-cadre d'envergure nationale peut coordonner les perspectives entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Son examen périodique garantit la prise en compte des évolutions actuelles.

Du point de vue des consommateurs d'électricité industriels, trois éléments sont importants:

- Le réseau doit être assez performant pour assurer l'approvisionnement.
- Il doit être mis en place, entretenu et développé en fonction des besoins à des coûts économiquement optimaux.
- Comme le montre le graphique fourni, le développement massif du photovoltaïque entraîne par moments une surproduction significative. Or, ce n'est pas la tâche des réseaux de distribution d'en soutirer la totalité à tout moment.

Le scénario-cadre ne doit pas donner d'incitation à la construction de réseaux surdimensionnés.

Pendant qu'une analyse coûts-bénéfices détaillée est prévue pour les projets des réseaux électriques du réseau de transport (380/220 kV, niveau de réseau 1), il manque une disposition correspondante pour la planification des réseaux de distribution suprarégionaux (tension supérieure à 36 kV mais inférieure à 220 kV, niveau de réseau 3).

Comme les avis divergent fortement dans la branche quant aux coûts escomptés pour l'extension du réseau de distribution, il est aussi nécessaire de prévoir des analyses coûts-bénéfices pour les niveaux de réseau inférieurs. Il semble que le terme du principe ORARE (Optimisation du réseau avant renforcement et avant extension) de la «Stratégie Réseaux électriques» figure dans la liste des abréviations du scénario-cadre, mais il n'y a rien à ce sujet dans le corps du texte.

GGs propose que le scénario-cadre renvoie explicitement à la nécessité des analyses coûts-bénéfices aux niveaux de réseau inférieurs et au principe ORARE.

Enfin, au regard de la surproduction en partie massive qui est attendue des installations photovoltaïques, il est opportun de signaler que nul ne peut se prévaloir d'un droit à injecter en tout temps l'ensemble de sa production photovoltaïque dans le réseau.

## **5.7. Avis des organisations pour la protection de l'environnement et du paysage**

### **Pro Natura, PUSCH, Fondation suisse de l'énergie, WWF**

Les organisations pour la protection de l'environnement demandent que le scénario-cadre reflète une gamme de scénarios réaliste et aussi large que possible pour constituer une base de planification utile. Il est donc important de rendre également compte des extrêmes. Mais tous les scénarios des PE2050+ sont nettement en deçà des efforts qui seraient nécessaires d'un point de vue climatique et n'atteignent clairement pas les limites de ce qui est faisable. Les PE2050+ représentent le strict minimum en ce qui concerne les attentes vis-à-vis du développement des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque.

Un développement accéléré du photovoltaïque – surtout ces dix à quinze prochaines années – pourrait être favorisé par des mesures politiques et devrait donc être pris en compte en conséquence dans une planification du réseau à long terme. Sinon, le risque existe que le réseau de transport d'électricité devienne le goulet d'étranglement dans le cadre de l'extension. Il ne faut certes pas partir de cette idée, mais il n'y a pas moyen de le vérifier par des modélisations du réseau.

Par ailleurs, les durées d'exploitation des centrales nucléaires ont été reprises des PE2050+. Il s'agit d'une hypothèse chargée de grandes incertitudes (qui a, en même temps, un grand impact sur le réseau électrique). L'arrêt d'une centrale nucléaire pour des raisons économiques est possible en tout temps; or, une part plus importante d'énergies renouvelables tributaires des conditions météorologiques conduira plus souvent à des phases prolongées de prix bas. C'est un terrain économiquement difficile pour l'exploitation de centrales nucléaires. De plus, il faut s'attendre à des indisponibilités imprévues en raison de l'âge des centrales nucléaires et du risque croissant qui en découle. De fait, l'énergie nucléaire représente un cumul de risques peu fiable, comme le montre l'exemple de la France.

Pour finir, force est de constater que la limitation à trois scénarios (en vertu de l'art. 9a LApEI) constitue une restriction excessive. Il est difficile de présenter ainsi suffisamment les différentes évolutions possibles en Suisse et à l'étranger.

Pour élargir la palette des scénarios, il convient d'intégrer les variantes suivantes:

Transition énergétique accélérée: les Perspectives énergétiques 2050+ sont mises en œuvre d'ici 2035 (au lieu de 2050). Le nouveau scénario énergétique global «Sécurité d'approvisionnement et protection du climat» de Greenpeace Suisse peut offrir une source de données alternative pour ce scénario: <https://www.greenpeace.ch/fr/publication/79845/securite-protection-climat/>.

Transit de l'électricité extrême: le transit disparaît dans la variante 1; dans la variante 2, il augmente fortement (p. ex. double: l'Italie exporte beaucoup en été et, en hiver, importe beaucoup d'électricité depuis l'Allemagne). L'étude «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» (Frontier Economics, septembre 2021, en allemand uniquement, résumé en français disponible sous le titre «Approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025») a déjà esquissé de tels scénarios: <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf>

## **5.8. Autres organisations actives dans les domaines de la politique ou des techniques énergétiques**

### **Club Energie Suisse**

Sur le principe, Club Energie Suisse estime justifié que la planification du réseau s'appuie sur les exigences en matière d'économie énergétique.

Un scénario d'économie énergétique qui comprend les structures de quantités à l'échelle nationale est toutefois peu utile pour la planification du réseau. Ce n'est qu'avec un découpage géographique et temporel des scénarios qu'il est possible d'entreprendre véritablement une planification du réseau électrique 2030/2040. Par ailleurs, les trois scénarios présentés sont très différents et se contredisent donc forcément. La question ouverte de savoir si des accumulateurs d'une puissance totale de 5,5 ou 2,3 GW [!] sont installés devrait être traitée, tout comme leur raccordement (À quel niveau de réseau?), leur distribution géographique et le moment de leur mise en service.

Cela est certes correctement représenté dans le document d'après la figure 3 (Scénario-cadre > Régionalisation > Planification du réseau), mais n'est malheureusement pas traité dans le document.

Le présent document est, en réalité, un état des lieux très grossier de l'économie énergétique à l'échelle nationale.

Pour le lecteur, il est difficile de mettre en relation les valeurs indiquées dans les tableaux, car l'unité employée pour la production est le mégawatt (MW) et pour la consommation le mégawattheure (MWh). Il n'est donc pas possible de confronter production et consommation. Pour la planification et la stabilité du réseau, les valeurs de puissance en MW sont essentielles. Pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, en revanche, ce sont les KWh ou les MWh, on ne saurait assez le souligner.

Des indications de valeurs au moins trimestrielles ou, encore mieux, mensuelles dans la même unité, à savoir MW ou MWh, seraient en outre plus appropriées. Dans la planification du réseau, il faut en premier lieu s'intéresser à la puissance (en MW). Cela permet de définir où il est nécessaire de planifier quelle force du réseau (section de la ligne, par analogie à la conduite d'eau). La durée pendant laquelle la puissance est effectivement soutirée (dans l'analogie, l'eau s'écoule concrètement) est ici secondaire. Cela permettrait aussi d'obtenir des représentations nettes.

Dans la planification du réseau, qui a la priorité? Pour la planification du réseau, une directive stratégique serait utile, par exemple: «Le site de la centrale détermine l'extension du réseau de niveau 1 et 3. Aux niveaux inférieurs, le site de production se fonde sur l'extension du réseau». Ou «Une centrale d'une puissance supérieure par exemple à 25 MW» détermine l'extension du réseau.

Club Energie Suisse recommande de définir rapidement de nouveaux sites de production de centrales pour les niveaux de réseau 1 et 3.

Centrales thermiques, tableau 5: si l'on parle de manière générale d'une pénurie d'électricité, il devrait y avoir dans tous les scénarios, dès 2030, un développement significatif de centrales de 400 à 1000 MW, et pas seulement dans la période allant de 2030 à 2040 comme dans le scénario 3. En outre, les capacités fossiles de production d'électricité doivent être incluses dans la planification nettement plus tôt – dès 2025 – conformément aux recommandations de l'EICom.

Club Energie Suisse recommande de planifier des centrales à gaz dès à présent, comme l'EICom l'a également demandé le 17 février. Mais au regard de la situation géopolitique, il faut immédiatement envisager, en complément, l'acquisition de gaz naturel liquéfié (GNL), car la Suisse ne dispose pas de réservoirs de gaz. De plus, les réserves de gaz exigées par l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays ne sont disponibles que sous la forme d'huile de chauffage extra-légère. Ces réserves devraient aussi être converties en électricité dans des installations multicom bustibles fossiles. Il faut en tenir compte dans la planification du réseau.

UE et CH/Swissgrid: la participation de Swissgrid (mais aussi de l'EICom) dans les instances européennes est urgemment nécessaire et doit être soutenue. Des flux de charge non planifiés (*loop-flow*) sollicitent de plus en plus le réseau électrique suisse.

Le document dit: «Les prescriptions quantitatives pour la définition des réseaux électriques dans le cadre de la planification du réseau doivent se faire indépendamment des restrictions possibles des possibilités d'importation à certaines heures pendant l'année.» La durée des restrictions pourrait aussi être plus longue que seulement des heures spécifiques.

Club Energie Suisse recommande de quantifier plus précisément les restrictions d'importation.

Coûts du réseau: le document ne parle pas des coûts! Il s'agit de clarifier quels coûts se présentent en raison de l'extension du réseau et qui les prend en charge.

L'actuel modèle d'utilisation du réseau devrait être remanié de toute urgence au regard du développement prévu de la production décentralisée. Plus il y a de propre production, par exemple de photovoltaïque, plus la rémunération pour l'utilisation du réseau est répartie entre un nombre moins élevé de clients (sans propre production).

Club Energie Suisse recommande en priorité de développer un nouveau modèle d'utilisation du réseau.

Flexibilité de la production et de la consommation d'électricité: à juste titre, il est fait référence à cette possibilité. Le document dit notamment: «[Les installations PtX] fonctionnent en continu, mais leur exploitation peut être suspendue si la situation en matière d'approvisionnement devient critique». D'où la question de savoir qui est aux commandes: qui a la souveraineté en matière de pilotage, Swissgrid ou le distributeur local d'énergie? Quelles sont les incitations tarifaires prévues?

Club Energie Suisse recommande absolument de définir les responsabilités avec précision.

Le document ne contient pas d'indications supplémentaires sur les projets en cours. Le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) est le principal instrument de planification et de coordination de la Confédération pour la construction et le développement des lignes à haute tension servant à l'approvisionnement général en électricité (NR 1 et 3).

Club Energie Suisse recommande de mettre en œuvre rapidement les projets d'ores et déjà inscrits dans le PSE.

### **Association suisse de l'industrie gazière**

ASIG trouve que l'objectif de zéro émission nette et la profonde transformation qui en découle dans tous les secteurs de l'approvisionnement en énergie nécessitent de nouvelles approches dans la planification du réseau énergétique. Le couplage toujours plus étroit à l'avenir des infrastructures des réseaux d'électricité, de chaleur et de gaz notamment par des technologies Power-to-Gas et le couplage chaleur-force exigent plus qu'une considération isolée des réseaux électriques. Cet aspect a été identifié en Allemagne et l'étude sur le réseau «dena-Netzstudie III» parvient à la conclusion qu'il faudrait développer un système global intégré avant d'esquisser les plans de développement du réseau proprement dits. C'est pourquoi l'étude élaborée avec de nombreuses parties prenantes propose de compléter le processus de planification actuel par un processus de développement systémique (PDS) en amont. Ce PDS comprend une conception directrice bénéficiant d'un large soutien, des points d'ancrage et une stratégie. Ces éléments sont les exigences pour la planification subséquente de l'infrastructure dans le domaine du gaz et de l'électricité. Le présent scénario-cadre correspond en partie aux «points d'ancrage» précités pour le domaine de l'électricité. Nous estimons que cette approche globale d'un PDS devrait aussi être examinée pour la Suisse dans une prochaine étape.

Dans le cadre de l'élaboration, ASIG s'est fortement engagée pour que le scénario «Couplage des secteurs» soit intégré dans le scénario-cadre comme scénario de sollicitation réduite. De son point de vue, il est essentiel que les distributeurs d'énergie examinent dans leurs planifications les conséquences d'un développement qui prévoit une électrification moins importante de l'approvisionnement en chauffage et de la mobilité. Aujourd'hui, il n'est pas encore possible de prévoir quels développements s'imposeront en 2030 et 2040, les années cibles définies. La prise en compte du scénario «Couplage des secteurs» ou ZÉRO B d'après les Perspectives énergétiques 2050+ conduit indirectement à ce que des développements possibles dans le domaine des réseaux de gaz soient grossièrement intégrés et aborde, au moins dans une première approche, ses préoccupations fondamentales. Le scénario «Couplage des secteurs» ne peut être mis en œuvre que si l'infrastructure gazière – exploitée à long terme uniquement avec des gaz climatiquement neutres – continue de revêtir une grande importance. De l'avis de l'ASIG, il est donc indispensable de s'en tenir au choix de ce scénario.

Du reste, nous sommes convaincus que le scénario-cadre 2030/2040 crée une bonne base pour la planification du réseau électrique, qui devrait ensuite être utilisée concrètement. Cette première utilisation apportera sûrement des enseignements supplémentaires et, le cas échéant, entraînera

des adaptations des exigences visées par le scénario-cadre. L'ASIG n'a pas d'autres propositions d'ajout ou d'adaptation.

## **5.9. Autres participants à la procédure de consultation**

### **Centre Patronal**

De manière générale, le Centre Patronal est très favorable à l'élaboration d'un instrument de planification du réseau électrique. Le projet mis en consultation se base sur les Perspectives énergétiques 2050 de la Confédération et en reflète les objectifs les plus ambitieux, ce qui lui paraît judicieux.

Le Centre Patronal attire cependant l'attention sur le fait que notre pays doit viser à réduire rapidement sa dépendance vis-à-vis de l'étranger en matière d'approvisionnement électrique, étant entendu que l'objectif consiste à éviter la pénurie d'électricité. Cette dépendance doit être considérablement réduite, notamment par un développement accéléré des énergies renouvelables, ce qui se répercutera sur la planification du réseau électrique. Le réseau doit en effet pouvoir faire face à tous les scénarios, que ce soit un accord international sur l'électricité, un développement accru du photovoltaïque ou une augmentation de la capacité de l'hydroélectrique. La présence des différents scénarios dans la planification devra permettre aux gestionnaires de réseau de s'adapter à l'évolution des zones qui les concernent. La toute récente intention du Conseil fédéral de construire rapidement plusieurs centrales de production électrique à gaz dans le pays doit également être intégrée dans cette planification.

Enfin, le scénario-cadre tient compte des objectifs d'économie d'énergie, mais il est indispensable, pour l'économie en général, d'inclure le paramètre incontournable de la sécurité en cas de défaillance, ainsi que des paramètres régionaux, cantonaux et fédéraux en matière d'aménagement du territoire.

### **Greenconnector AG**

En ce qui concerne le cadre international, Greenconnector AG précise que le document souligne à juste titre la nécessité de coordonner les scénarios suisses avec les évolutions dans l'UE (voir p. ex. la section «Horizon temporel du scénario-cadre»). Selon elle, la façon dont l'évolution dans l'UE est prise en compte soulève pourtant quelques questions:

Les scénarios de l'UE considérés dans le document sont les scénarios TYNDP 2020 d'ENTSO-E. Ces scénarios reposent à leur tour sur des données qui se réfèrent à 2018. ENTSO-E a déjà procédé à une consultation concernant les ébauches de scénarios pour le TYNDP 2022. Les nouveaux scénarios TYNDP 2022 se basent sur les plans nationaux énergie et climat (NECP) des États membres dans le cas du scénario «National Trends» (qui est aussi le scénario politique central) et sur l'hypothèse de la neutralité climatique dans l'UE en 2050, comme pour les PE2050+, dans le cas des scénarios «Global Ambition» et «Distributed Energy». Les scénarios TYNDP 2022 définitifs sont publiés au cours du premier semestre de cette année. Comme le SC CH est révisé tous les quatre ans, la planification pluriannuelle du réseau suisse se base sur des hypothèses désuètes concernant les évolutions dans l'UE. En effet, ENTSO-E aura non seulement repris les scénarios du TYNDP 2022, mais aussi ceux du TYNDP 2024 pendant les quatre ans de validité du SC CH. La divergence entre les hypothèses internationales qui sont prises en compte dans la planification pluriannuelle du réseau suisse et les hypothèses qui sont effectivement prises en compte dans l'UE sera donc considérable. Cette situation pourrait entraîner des décisions de planification peu optimales.

Le risque d'une planification non optimale est d'autant plus grand si l'on considère l'évolution vertigineuse de la politique énergétique de l'UE ces dernières années. Depuis l'élaboration des scénarios TYNDP 2020, des événements tels que le plan pour la relance économique (à l'échelle de l'UE), la loi sur les énergies renouvelables (EEG) 2021 (Allemagne) ou, récemment et de manière encore plus radicale, le «paquet de Pâques», qui est en cours de délibération en Allemagne (amendement de l'EEG), modifient le paysage énergétique de l'UE à une vitesse fulgurante. Il est



évident qu'il ne sera pas possible de prendre en compte tous les changements actuels dans la planification pluriannuelle du réseau. Nous estimons toutefois que tous les efforts raisonnables doivent être entrepris pour utiliser les informations disponibles les plus actuelles, à l'instar des scénarios TYNDP 2022 ou, dans quelques mois, les informations de l'«amendement de l'EEG».

Dans son scénario de référence, le SC CH s'appuie sur le scénario TYNDP 2020 «Distributed Energy», qui n'est le scénario de référence ni dans le TYNDP 2020 ni dans le TYNDP 2022. Dans ces deux TYNDP, le scénario «National Trends» constitue le scénario politique central. C'est aussi le scénario qui est utilisé par la Commission européenne pour évaluer les projets prioritaires dans l'UE. Il semble donc approprié que le scénario de référence du SC CH reprenne le scénario de référence du TYNDP, c'est-à-dire les tendances nationales. Le fait que les scénarios alternatifs se basent sur «Distributed Energy» et «Global Ambition» est acceptable.

Prix des combustibles: comme pour les explications ci-dessus, les prix des matières premières ont considérablement évolué depuis le *World Energy Outlook* (WEO) 2018. Il va de soi que les prix des matières premières sont très volatils, mais on peut observer plusieurs tendances, en particulier la forte hausse des coûts du gaz naturel par rapport au pétrole et au charbon ainsi que la hausse sensible du prix des certificats d'émissions de CO<sub>2</sub>. La tendance aux prix plus élevés du gaz naturel pourrait être prévisible et justifiée par la pression accrue de la politique climatique récente. Dans ce cas, l'idéal serait aussi que la planification du réseau puisse se fonder sur des hypothèses plus actuelles concernant les prix des combustibles.

Années climatiques (données météorologiques): ENTSO-E tient compte de trois années climatiques différentes pour ses simulations (1982, 1984 et 2007 dans le cas du TYNDP 2020; 1995, 2008 et 2009 dans le cas du TYNDP 2022). En revanche, les données météorologiques utilisées dans le SC CH se réfèrent à 2012. C'est pourquoi les profils de production (en particulier pour les énergies renouvelables et la force hydraulique) et la demande en Suisse et dans l'UE ne concordent pas forcément. Pour parvenir à une meilleure cohérence et tester également le développement du réseau avec un jeu de données météorologiques plus large, il serait opportun d'introduire au moins une autre année climatique dans la simulation, peut-être une qui coïncide avec les scénarios d'ENTSO-E. Dans l'idéal, il faudrait prendre en compte une année climatique plutôt «moyenne» ou favorable en plus d'une année climatique «stressante» pour le réseau.

Lignes de transit/d'échange: comme la nécessité de coordination avec les évolutions dans l'UE est à juste titre un point central dans le SC CH, il faudrait aussi aborder la coordination avec les projets transfrontaliers dans le TYNDP et dans le PCI.

## 6. Liste des abréviations

AET	Azienda Elettrica Ticinese
PIB	Produit intérieur brut
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFS	Office fédéral de la statistique
ChF	Chancellerie fédérale
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
CORE	La zone de calcul de capacité comprend les frontières des zones de dépôt des offres entre l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la France, la Hongrie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Pologne, la République tchèque, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovénie
DE	Scénario «Distributed Energy» du TYNDP2020
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EEG	Loi allemande sur les énergies renouvelables
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (services industriels du canton de Zurich)
EICom	Commission fédérale de l'électricité
Empa	Laboratoire fédéral d'essai des matériaux et de recherche
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
LEne	Loi sur l'énergie
PE	Perspectives énergétiques
SE 2050	Stratégie énergétique 2050
EPF	École polytechnique fédérale
UE	Union européenne
EAE	Entreprise d'approvisionnement en énergie
FER	Fédération des entreprises romandes
PLR	Les Libéraux-Radicaux, parti politique
GA	Scénario «Global Ambition» du TYNDP2020
GGG	Groupe des gros clients d'électricité
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
PME	Petites et moyennes entreprises
kV	Kilovolt
GNL	Gaz naturel liquéfié
MW	Mégawatt
NR	Niveau de réseau
NECP	National Energy and Climate Plan de tous les États membres de l'UE
ORARE	Optimisation du réseau avant renforcement et avant extension
NT	Scénario «National Trends» du TYNDP2020
NTC	Capacité de transfert nette ( <i>Net Transfer Capacity</i> )
PCI	Projet d'intérêt commun ( <i>Project of Common Interest</i> )
PJ	Pétajoule
PtX	Power-to-X
CG MPS	Conférence gouvernementale des affaires militaires, de la protection civile et des sapeurs-pompiers
CFF	Chemins de fer fédéraux
PDS	Processus de développement systémique
FSE	Fondation suisse de l'énergie
USS	Union syndicale suisse
usam	Union suisse des arts et métiers

PSS	Parti socialiste suisse
LApEI	Loi sur l’approvisionnement en électricité
OApEI	Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d’électricité
UDC	Union démocratique suisse
ASAE	Association suisse pour l’aménagement des eaux
SC	Scénario-cadre
SC CH	Scénario-cadre pour la Suisse
t	Tonne
TWh	Térawattheure
TYNDP	Plan décennal de développement du réseau ( <i>Ten-year Network Development Plan</i> ) d’ENTSO
USD	Dollar américain
DETEC	Département fédéral de l’environnement, des transports, de l’énergie et de la communication
GRT	Gestionnaire de réseau de transport (NR1)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution (NR3-7)
AES	Association des entreprises électriques suisses
ASIG	Association suisse de l’industrie gazière
PPA	Scénario «Poursuite de la politique actuelle» tiré des PE2050 et des PE2050+
ZÉRO Base	Variante de scénario tirée des PE2050+
ZÉRO A	Variante de scénario tirée des PE2050+
ZÉRO B	Variante de scénario tirée des PE2050+
ZÉRO C	Variante de scénario tirée des PE2050+

## 7. Liste des participants à la consultation

### Cantons

Argovie, Appenzell Rhodes-Extérieures, Appenzell Rhodes-Intérieures, Bâle-Campagne, Bâle-Ville, Berne, Fribourg, Genève, Glaris, Grisons, Jura, Lucerne, Neuchâtel, Nidwald, Obwald, Saint-Gall, Schaffhouse, Schwytz, Soleure, Tessin, Thurgovie, Uri, Valais, Vaud, Zoug et Zurich

### Partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale

Le Centre, PLR, Les Libéraux-Radicaux, Parti socialiste suisse et Union démocratique du centre

### Associations faitières de l'économie qui œuvrent au niveau national

Union syndicale suisse et Union suisse des arts et métiers

### Commissions et conférences

EICom, EnDK et Conférence gouvernementale des affaires militaires, de la protection civile et des sapeurs-pompiers

### Industrie électrique

Swissgrid, Association des entreprises électriques suisses, Association des distributeurs d'énergie cantonaux et régionaux Regiogrid, Association suisse pour l'aménagement des eaux, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich et Primeo Energie

### Industrie et services

Groupe gros clients d'électricité et Fédération des entreprises romandes

### Organisations pour la protection de l'environnement et du paysage

Fondation suisse de l'énergie, WWF, Pro Natura et PUSCH

### Autres organisations actives dans le domaine de la politique et des techniques énergétiques

Association suisse de l'industrie gazière et Club Energie Suisse

### Autres participants à la procédure de consultation

Centre Patronal et Greenconnector AG

Particuliers: 0

**Total: 51**