



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN

23. Novembre 2022

Scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique

Numéro du dossier: BFE-471.3-20/10



BFE-D-433E3401/362

Date:

23. Novembre 2022

Mandataire:

Office fédéral de l'énergie OFEN

CH-3003 Berne

www.bfe.admin.ch

Service responsable du projet:

Division Économie, section Réseaux

Remarques préliminaires

Le «Scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique» comprend trois scénarios d'économie énergétique servant de base à la planification des réseaux électriques au niveau du réseau de transport d'électricité (niveau de réseau 1, 380/220 kV) et des réseaux de distribution suprarégionaux (niveau de réseau 3, tension supérieure à 36 kV mais inférieure à 220 kV).

En plus du résumé, le présent document comprend une introduction thématique, expose le contexte de la planification du réseau et du scénario-cadre, décrit les différents scénarios et montre les indicateurs nationaux en matière de production, de consommation d'électricité et de flexibilité. Au regard des risques potentiels, une étude des risques liés au réseau électrique est par ailleurs réalisée.

Les Perspectives énergétiques 2050+, établies sur mandat de l'OFEN, constituent une base de données importante pour le scénario-cadre. Leurs premiers résultats ont été publiés en novembre 2020; d'autres résultats et un rapport technique complet l'ont été en décembre 2021.

Le scénario-cadre a fait l'objet d'une procédure de consultation publique du 24 novembre 2021 au 10 mars 2022. Une fois approuvés par le Conseil fédéral, les scénarios et leurs indicateurs deviennent contraignants pour les autorités compétentes en matière de réseaux électriques.

Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; adresse postale: CH-3003 Berne

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

Résumé

Le scénario-cadre d'économie énergétique pour la Suisse (SC CH) représente pour les gestionnaires du réseau de transport (niveau de réseau 1, 380/220 kV) et du réseau de distribution suprarégional (niveau de réseau 3, tension supérieure à 36 kV mais inférieure à 220 kV) une base essentielle pour l'élaboration ou l'actualisation de leur planification de réseau. Ce nouvel instrument, élaboré pour la première fois, a été introduit dans le cadre de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques). Le SC CH sera vérifié et actualisé tous les quatre ans, voire plus tôt si nécessaire. Le SC CH est soumis à l'approbation du Conseil fédéral; il est contraignant pour les autorités concernant les questions liées aux réseaux électriques.

Son objectif est d'adapter les réseaux électriques de manière optimale aux futurs développements dans le secteur de l'énergie en Suisse. Étant donné les longues phases de planification, d'autorisation et de réalisation des réseaux de transport et des réseaux de distribution suprarégionaux, cela revêt une importance fondamentale pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement.

En vertu de l'art. 9a de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), le SC CH définit trois scénarios illustrant la gamme des développements probables dans le secteur de l'énergie. Chacun d'entre eux se fonde, pour les hypothèses concernant la Suisse, sur l'un des scénarios définis pour le secteur de l'énergie dans les Perspectives énergétiques 2050+ (PE2050+) de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) ainsi que, pour les hypothèses concernant l'étranger, sur un scénario du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz (European Network of Transmission System Operators for Electricity/Gas, ENTSO-E/ENTSO-G). Les années cibles pour le premier SC CH sont les années 2030 et 2040. Tous les scénarios visent la neutralité climatique de la Suisse d'ici à 2050.

Le scénario 1 est le scénario «Référence» (scénario directeur) dont il faut tenir compte en priorité dans la planification du réseau conformément à l'art. 9d LApEI. À l'inverse, le scénario 2 «Divergence» et le scénario 3 «Couplage des secteurs» doivent être considérés comme des «scénarios marginaux» du point de vue actuel.

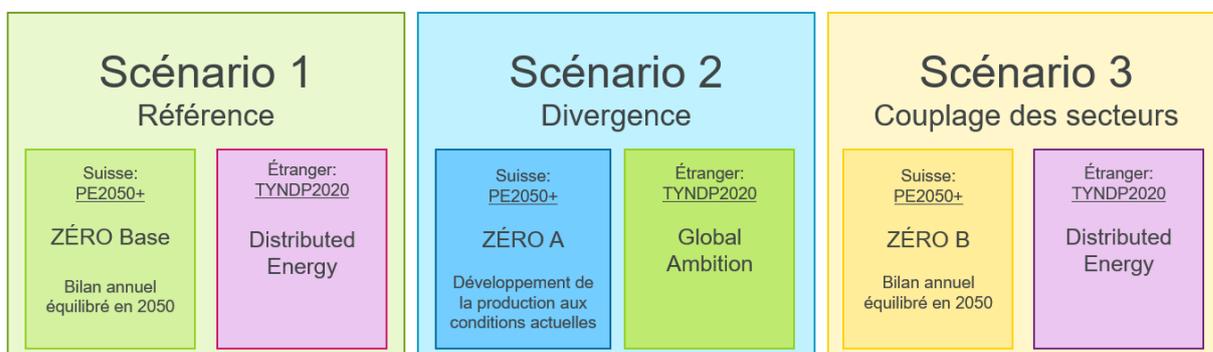


Figure 1: Aperçu des trois scénarios d'économie énergétique du SC CH

Le scénario 1 «Référence» repose, pour les indicateurs concernant la Suisse, sur le scénario «ZÉRO Base» des PE2050+ combiné avec la variante stratégique production d'électricité «Bilan annuel équilibré en 2050». L'augmentation rapide de la production indigène issue d'énergies renouvelables se traduit généralement par un excédent d'électricité pendant le semestre d'été. Pendant le semestre d'hiver, l'importation d'électricité demeure nécessaire, même si le développement accru des énergies renouvelables contribue à couvrir la consommation d'électricité. Le développement important des nouvelles énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque, dans la perspective d'atteindre un bilan annuel équilibré en Suisse à l'horizon 2050, place le réseau électrique face à différents défis en ce qui concerne l'intégration de ces énergies. Pour le développement en Europe, on se base sur le scénario «Distributed Energy» d'ENTSO. En Europe, la décentralisation croissante de la production conduit tendanciellement à une réduction de la portée des flux de charge.

Le scénario 2 «Divergence» se fonde en grande partie, pour les indicateurs concernant la Suisse, sur le scénario «ZÉRO A» des PE2050+, avec une électrification importante du système énergétique combinée à une production de l'électricité selon la variante stratégique «Conditions-cadres actuelles». La forte demande d'électricité associée à une augmentation limitée de la production impose aux réseaux électriques des exigences élevées. Pour l'Europe, on se réfère au scénario «Global Ambition» d'ENTSO, qui prévoit davantage de grandes installations de production centralisées. L'augmentation de la portée des flux de charge qui en résulte met à l'épreuve les réseaux électriques, en particulier le réseau de transport.

Le scénario 3 «Couplage des secteurs» part de l'hypothèse d'une évolution dans le cadre de laquelle le biogaz et les gaz synthétiques (p. ex. l'hydrogène) joueront un rôle plus important dans le système énergétique et le développement du photovoltaïque avancera en outre rapidement. Cela correspond en grande partie au scénario «ZÉRO B» des PE2050+ combiné avec la variante stratégique production d'électricité «Bilan annuel équilibré en 2050». Le scénario rend compte d'une augmentation modérée de la consommation intérieure d'électricité associée à la construction de turbines à gaz et à un développement plus rapide du photovoltaïque par rapport au scénario de référence. Les hypothèses concernant l'évolution en Europe se fondent sur le scénario «Distributed Energy» d'ENTSO. La production de plus en plus décentralisée en Europe tend à réduire la portée des flux de charge.

Développement des capacités de production en 2040 par rapport à 2019

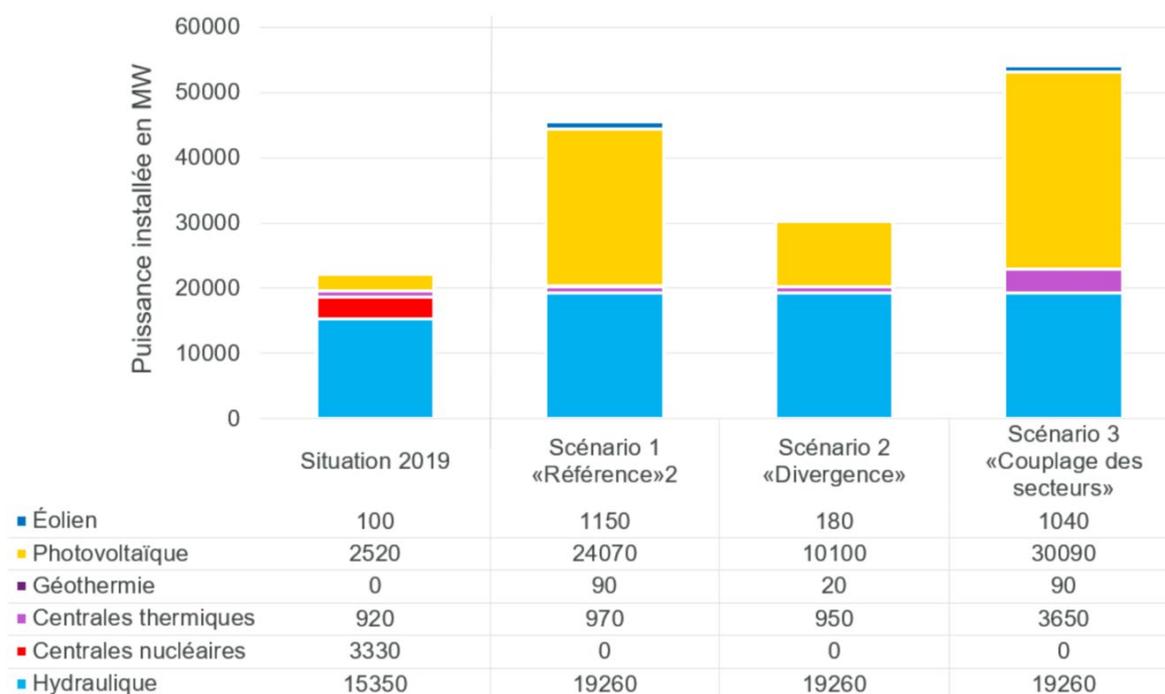


Figure 2: Capacités de production dans les trois scénarios du SC CH en 2040 par rapport à 2019

Indicateurs des scénarios

Le tableau 1 ci-dessous donne un aperçu des principaux indicateurs pour les années cibles 2030 et 2040. Les trois scénarios ne diffèrent guère en ce qui concerne les indicateurs pour 2030. Ce n'est que pour 2040 que l'on constate des différences marquées au niveau de la production et de la consommation d'électricité.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité – puissance installée [MW]							
Centrales hydroélectriques	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260
Centrales nucléaires	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-
Centrales thermiques ¹	920	990	980	1 250	970	950	3 650
Géothermie	-	10	10	10	90	20	90
Photovoltaïque	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090
Éolien	100	310	180	310	1 150	180	1 040
Somme*	22 220	29 400	27 140	32 110	45 540	30 490	54 130
Installations de stockage – puissance de pompage ou de charge [MW]							
Pompes des CHPT ²	2 620	3 790	3 790	3 790	5 450	5 450	5 450
Batteries décentralisées	-	1 220	960	1 530	5 550	2 330	6 940
Consommation d'électricité – quantité d'énergie [TWh]							
Consommation d'électricité nette ³	57,89	60,35	63,44	58,74	67,15	73,86	61,86
Électrification – nombre [milliers]							
Véhicules électriques, y.c. hybrides rechargeables *	40	930	980	870	2 940	3 230	2 520
Pompes à chaleur, y.c. grosses pompes à chaleur *	290	680	710	610	1 010	1 120	860

Tableau 1: Aperçu des indicateurs 2030/2040 pour les scénarios 1 à 3

* somme arrondie des valeurs individuelles exactes

Données de référence en matière d'économie énergétique

Le SC CH prescrit les données de référence en matière d'économie énergétique que les gestionnaires de réseau doivent prendre en compte dans leurs simulations. Sont concernées les prévisions basées sur des scénarios tels que le «*World Energy Outlook*» relatif à l'évolution des prix des matières premières et des prix du CO₂ de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), ainsi que les données climatiques et météorologiques servant de base à l'établissement des profils d'injection dans le domaine de l'énergie photovoltaïque et de l'énergie éolienne.

Hypothèses pour l'étranger

Les hypothèses relatives aux développements dans le secteur de l'énergie en Europe sont tirées des scénarios du Plan décennal de développement du réseau («Ten-Year Network Development Plan») TYNDP 2020 d'ENTSO. Les scénarios 1 et 3 du SC CH se réfèrent au scénario «Distributed Energy», qui prévoit davantage d'installations de production décentralisées et une forte croissance de l'énergie photovoltaïque, du biogaz et du «Power-to-Gas». Pour le scénario 2, l'évolution dans l'Union européenne (UE) est basée sur le scénario «Global Ambition», qui prévoit une augmentation du nombre d'installations de production centralisées telle que les éoliennes en mer dans le nord et les grandes installations photovoltaïques dans le sud de l'Europe.

¹ Comprend: usines d'incinération des ordures ménagères, stations d'épuration des eaux usées, centrales au biogaz, centrales à biomasse et autres centrales thermiques

² CHPT = centrales hydroélectriques à pompage-turbinage

³ Consommation d'électricité nette = consommation d'électricité brute sans les pompes des CHPT et les pertes sur le réseau, mais avec les pompes d'alimentation.

Capacités transfrontalières

Le SC CH présente les valeurs cibles en ce qui concerne les capacités transfrontalières en 2020 et 2025 sur le réseau complet au moyen de la capacité de transfert nette (*Net Transfer Capacity, NTC*)⁴ pour chaque frontière et dans chaque direction. Les valeurs NTC pour 2025 tiennent compte du réseau de transport européen actuel et des projets de développement du réseau dont la mise en service est prévue d'ici à 2025. 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. Sinon, l'importation d'électricité se trouverait réduite de façon permanente, y compris pendant les périodes de l'année où les pays voisins de la Suisse seraient en mesure d'exporter.

Année	2020	2025
Capacités transfrontalières (NTC) Source: Swissgrid / réseau de référence TYNDP 2020	Capacité [MW]	
AT -> CH (importation)	1 200	1 400
DE -> CH (importation)	2 000	3 000
FR -> CH (importation)	3 700	3 700
IT -> CH (importation)	1 910	1 910
CH -> AT (exportation)	1 200	1 200
CH -> DE (exportation)	4 000	4 200
CH -> FR (exportation)	1 400	1 700
CH -> IT (exportation)	4 800	5 000

Tableau 2: Valeurs NTC 2020 et valeurs NTC 2025 par frontière et par direction sur le réseau complet

Régionalisation

Le SC CH, que le Conseil fédéral devra approuver, se borne à prescrire des indicateurs nationaux. En complément, 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 propose des méthodes pour ventiler les indicateurs du SC CH sur les zones de desserte, puis sur les nœuds du réseau. Le guide de l'OFEN n'est pas un élément constitutif du SC CH et n'est pas contraignant juridiquement. L'aménagement de la régionalisation en tant que telle demeure de la compétence et du ressort des gestionnaires de réseau concernés. Comme la coordination est particulièrement importante dans les réseaux électriques interconnectés, il existe une obligation réciproque des gestionnaires de réseau, qui doivent fournir gratuitement des renseignements sur les projets prévus de transformation ou d'extension des réseaux électriques et les prévisions en matière de production et de consommation.

Étude des risques

Au regard des risques potentiels, il est nécessaire de contrôler la solidité de la planification du réseau cible par les gestionnaires de réseau. Dans le cadre de la planification du réseau, il convient d'évaluer la robustesse de la future extension du réseau par rapport aux risques et aux situations de crise imaginables, y compris en tenant compte du fait que les gestionnaires de réseau sont responsables d'un réseau électrique sûr, performant et efficace. Les risques sont notamment l'absence durable d'un accord sur l'électricité, la désaffectation anticipée des centrales nucléaires suisses, le retard pris dans les projets de réseau dans les pays voisins, les possibilités d'importation limitées et les variations fondamentales des flux d'électricité. De tels risques ne constituent pas un scénario à part entière pour la conception des réseaux électriques, mais peuvent avoir des répercussions négatives sur l'exploitation du système des réseaux électriques, les possibilités d'importation de la Suisse et l'économie. Si le contrôle précité devait donner lieu à des exigences étendues pour les réseaux électriques, les gestionnaires de réseau devraient en tenir compte dans leurs plans pluriannuels.

⁴ La capacité de transfert nette (NTC) désigne la capacité de transport maximale pouvant être utilisée commercialement sur une frontière sans mettre en danger la sécurité du réseau.

Table des matières

1	Introduction	9
1.1	Le scénario-cadre: un nouvel instrument	9
1.2	Mandat relatif à la première élaboration du scénario-cadre	9
1.3	Conséquences de l'introduction du scénario-cadre	10
1.4	Planification du réseau de transport d'électricité	10
1.5	Planification du réseau de distribution suprarégional	10
1.6	Planification du réseau dans les États voisins	11
1.7	Délimitation par rapport à l'adéquation du système (<i>System Adequacy</i>) en Suisse	11
1.8	Délimitation par rapport au réseau de courant de traction	11
2	Planification du réseau et scénario-cadre	12
2.1	Le scénario-cadre: une première étape dans la planification du réseau	12
2.2	Prise en compte des scénarios dans la planification du réseau	12
2.3	Horizon temporel du scénario-cadre	13
2.4	Vérification et actualisation périodiques du scénario-cadre	13
2.5	Besoins supplémentaires dans le contexte de la planification du réseau	13
2.6	Principe ORARE et principes de la planification du réseau	14
2.7	Coordination de la planification du réseau	14
2.8	Régionalisation	15
3	Description des scénarios	16
3.1	Scénario 1 «Référence»	17
3.2	Scénario 2 «Divergence»	18
3.3	Scénario 3 «Couplage des secteurs»	18
3.4	Scénarios et variantes des Perspectives énergétiques 2050+	19
3.5	Scénarios du Plan décennal de développement du réseau 2020	20
4	Production d'électricité	21
4.1	Force hydraulique	21
4.2	Énergie nucléaire	22
4.3	Centrales thermiques	22
4.4	Géothermie	23
4.5	Photovoltaïque	23
4.6	Éolien	24
5	Consommation d'électricité	25
5.1	Consommation d'électricité conventionnelle	25
5.2	Mobilité électrique	26
5.3	Pompes à chaleur	26
5.4	Consommation d'électricité supplémentaire	27
6	Flexibilité	29
6.1	Réduction de l'injection des installations de production	29
6.2	Installations de stockage	29
6.3	Gestion de la charge	30
7	Étranger	32
7.1	Développement dans le secteur de l'énergie	32
7.2	Représentation des capacités transfrontalières	32
8	Autres directives	34
8.1	Prix des matières premières et du CO ₂	34

8.2	Données de référence macroéconomiques	34
8.3	Climats et données météorologiques	35
9	Étude des risques	36
9.1	Conséquences de la guerre en Ukraine pour l'approvisionnement énergétique en Europe	36
9.2	Absence d'accord sur l'électricité	36
9.3	Importations d'électricité insuffisantes	37
9.4	Désaffectation anticipée des centrales nucléaires suisses	37
9.5	Pénurie d'électricité	37
9.6	Retard dans les projets de réseau des pays voisins et de la Suisse	37
10	Annexe	39
10.1	Informations supplémentaires sur la mobilité électrique et les pompes à chaleur	39
10.2	Indicateurs des scénarios du plan décennal de développement du réseau 2020	40

1 Introduction

1.1 Le scénario-cadre: un nouvel instrument

Le scénario-cadre d'économie énergétique pour la Suisse (SC CH) est un nouvel instrument introduit dans le cadre de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques). Il constitue une base essentielle pour la planification du réseau de transport (380/220 kV, niveau de réseau 1, NR1) et des réseaux de distribution suprarégionaux (tension supérieure à 36 kV mais inférieure à 220 kV, niveau de réseau 3, NR3), permettant de déduire les besoins relatifs au développement du réseau et d'élaborer ou d'actualiser les plans pluriannuels.

Jusqu'à présent, les besoins concernant de nouveaux projets de lignes étaient évalués dans le cadre de la procédure de plan sectoriel (plan sectoriel des lignes de transport d'électricité, PSE). Avec la Stratégie Réseaux électriques, une procédure d'identification et d'évaluation préalables des besoins a désormais été introduite pour les projets sur le NR1. Ceci dans le but de décharger les procédures d'autorisation pour les lignes électriques de la question du besoin. L'élaboration d'un scénario-cadre d'économie énergétique constitue le fondement pour l'identification et l'évaluation des besoins. Tous les quatre ans, le SC CH est vérifié et actualisé. Ses instruments seront alors repris dans les plans pluriannuels des gestionnaires de réseau. La coordination au niveau territorial intervient ensuite dans le cadre de la procédure du PSE. Cette dernière permet de garantir que les projets de développement de la Société nationale du réseau de transport (Swissgrid) font l'objet d'une harmonisation avec les autres intérêts en présence et que le choix se porte sur le corridor le plus approprié. Les étapes suivantes dans le processus de développement du réseau sont l'approbation des projets (procédure d'approbation des plans, PAP), leur réalisation ainsi que l'évaluation du rapport coût-efficacité (cf. figure 3 ci-dessous).

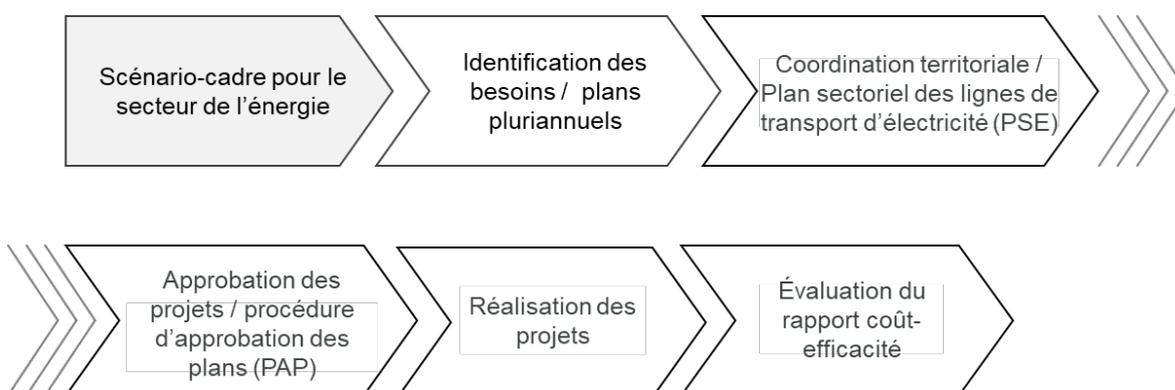


Figure 3: Représentation schématique du processus de développement du réseau

En raison de la situation géographique centrale de la Suisse et de ses importantes capacités de réseau physiques installées, les exigences auxquelles son réseau de transport doit faire face sont influencées par l'évolution du secteur de l'énergie en Europe. Ainsi, outre les hypothèses relatives au système énergétique suisse, l'évolution de la production et de la consommation d'électricité ainsi que le développement de la régulation dans les États voisins et l'intégration de la Suisse dans le réseau d'électricité européen entrent également en ligne de compte dans la planification du réseau.

1.2 Mandat relatif à la première élaboration du scénario-cadre

Conformément à l'art. 9a de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), il appartient à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) d'établir un scénario-cadre d'économie énergétique pour la Suisse (SC CH). Pour ce faire, il s'appuie sur les objectifs de politique énergétique de la Confédération et sur les données de référence macroéconomiques, tout en tenant compte du contexte international. Le SC CH est soumis à l'approbation du Conseil fédéral. Il est contraignant pour les autorités concernant les questions liées aux réseaux électriques des NR1 et NR3. Afin d'élaborer le projet destiné à la

consultation, l'OFEN a mis sur pied un groupe d'accompagnement formé, entre autres, de représentants des cantons (Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie EnDK), de la société nationale responsable du réseau de transport de l'électricité (Swissgrid), des autres gestionnaires de réseau (Association des entreprises électriques suisses AES, Swisspower), des exploitants de centrales hydroélectriques (Association suisse pour l'aménagement des eaux ASAE), des Chemins de fer fédéraux (CFF), des associations actives dans le domaine de l'environnement (Fondation suisse de l'énergie/Alliance-Environnement), du secteur des énergies renouvelables (AEE Suisse), de l'industrie gazière (Association suisse de l'industrie gazière ASIG) et de la Commission fédérale de l'électricité (ECom).

1.3 Conséquences de l'introduction du scénario-cadre

Dans le message du 13 avril 2016 relatif à la stratégie Réseaux électriques (loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques; FF 2016 3679), les conséquences des nouveaux instruments pour la Confédération, les cantons et les communes, pour l'économie nationale et pour d'autres secteurs ont déjà été présentées. Avec l'introduction du SC CH en tant que nouvel instrument constituant la base de la planification du réseau, aucun transfert de compétences de planification n'est prévu. Le SC CH, en combinaison avec l'examen préalable des besoins et l'examen des plans pluriannuels du NR1, doit offrir une plus grande sécurité de planification aux acteurs et décharger les procédures d'approbation en aval du traitement de la question des besoins. Les coûts pour la transformation et le développement des réseaux électriques en Suisse sont à la charge des gestionnaires de réseau. Ceux-ci peuvent répercuter les coûts d'exploitation et les coûts de capital, dans la mesure où ces coûts sont imputables en vertu de la LApEI, sur les consommateurs finaux par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau (tarifs d'utilisation du réseau). L'ECom vérifie d'office la rémunération pour l'utilisation du réseau et peut ordonner une réduction ou interdire une augmentation. Le SC CH, en combinaison avec les nouvelles dispositions relatives à la planification du réseau électrique découlant de la stratégie Réseaux électriques, peut contribuer à une baisse des coûts: des principes uniformes pour la planification du réseau, une meilleure coordination entre les gestionnaires de réseau et l'examen préalable des besoins auxquels répondent les projets relevant du réseau de transport ainsi que l'examen des projets eux-mêmes peuvent aider à éviter les surcapacités sur le réseau.

1.4 Planification du réseau de transport d'électricité

En 2015, Swissgrid a élaboré sa planification stratégique du réseau 2025 pour le réseau de transport. À cette occasion, elle a documenté des scénarios pour le secteur de l'énergie à l'horizon 2025/2035. Le «Rapport sur le réseau stratégique 2025» présente les mesures nécessaires à l'extension du réseau ainsi que la planification des investissements jusqu'en 2025 [1]. Dans la lignée de la planification stratégique du réseau 2025, Swissgrid a lancé un projet intitulé «Réseau stratégique 2040» avec pour objectif de remanier la planification actuelle du réseau. Les besoins relatifs au développement du réseau seront calculés et évalués sur la base des scénarios du SC CH et des données actuelles concernant la charge et la consommation pour chaque nœud du réseau de transport. Afin d'améliorer la coordination au niveau de la planification du réseau, Swissgrid a mis sur pied en 2012 quatre groupes de travail pour la coordination régionale du développement du réseau (GT CRDR). En outre, en 2020, elle a lancé, en collaboration avec les gestionnaires de réseau du NR3, les travaux en vue de l'élaboration des processus pour la mise à disposition des données et la régionalisation.

1.5 Planification du réseau de distribution suprarégional

Avec une tension supérieure à 36 kV mais inférieure à 220 kV, le réseau de distribution suprarégional est considéré comme relevant du NR3. Il fait le lien entre le NR1 et les réseaux de distribution des niveaux 5 et 7. La planification du NR2 est intégrée à la planification du NR3, laquelle tient par ailleurs compte des exigences formulées dans la recommandation de la branche «Distribution Code Suisse»⁵, des principes définis pour la planification du réseau des gestionnaires de réseaux de distribution,

⁵ Le Distribution Code Suisse (DC-CH) définit les principes techniques et les exigences minimales pour le raccordement à un réseau de distribution, ainsi que pour l'exploitation et l'utilisation des réseaux de distribution en Suisse.

ainsi que de l'évolution globale de la consommation et de la production au niveau des raccordements au réseau. La base de données de l'entreprise Pronovo AG⁶ constitue une source d'informations pour l'enregistrement des installations de production d'énergie de même que pour les demandes de raccordement au réseau ou pour les demandes préalables de raccordement de nouveaux consommateurs ou de centrales électriques.

1.6 Planification du réseau dans les États voisins

En Europe, le système d'approvisionnement en électricité est fortement intégré par le biais des capacités de transport existantes entre les différents pays. La directive UE 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a établi la nécessité de coordonner les mesures de développement du réseau sur le réseau européen d'électricité interconnecté. Les gestionnaires de réseau de transport sont contraints de soumettre chaque année aux autorités nationales de régulation et après consultation publique un plan décennal de développement du réseau («Ten-Year Network Development Plan», TYNDP). Dans le cadre de celui-ci, la planification du réseau européen repose sur des hypothèses adéquates concernant l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité avec d'autres pays. À cette fin, les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz européens (ENTSO-E et ENTSO-G) élaborent tous les deux ans des scénarios pour le secteur de l'énergie avec la participation de Swissgrid. En juillet 2020, ENTSO a publié les scénarios européens relatifs à l'électricité et au gaz pour le TYNDP 2020 [2].

1.7 Délimitation par rapport à l'adéquation du système (*System Adequacy*) en Suisse

La sécurité d'approvisionnement systémique est examinée dans les études sur l'adéquation du système en Suisse. Ces études simulent l'offre et la demande en électricité sous la forme de modèles pour identifier certaines situations de pénurie d'approvisionnement en électricité pouvant se présenter à l'avenir. Bien que ces études se fondent sur des bases de données similaires, leur objectif est différent de celui du SC CH. Tandis que les premières se penchent sur la situation de l'approvisionnement à long terme sous l'angle de la capacité du système à couvrir la demande nationale en électricité au moyen de la production nationale et internationale, le SC CH présente la gamme des développements possibles dans le secteur de l'énergie pour servir de base au développement des réseaux électriques.

1.8 Délimitation par rapport au réseau de courant de traction

Le réseau de courant de traction⁷ fait partie intégrante de l'infrastructure des chemins de fer. C'est la raison pour laquelle sa planification, sa construction, son exploitation et l'entretien de ses installations sont réglementés dans la législation sur les chemins de fer. Les Chemins de fer fédéraux (CFF), qui détiennent la maîtrise du système à 16,7 Hertz (Hz), ont pour mandat d'alimenter en courant de traction tous les gestionnaires d'infrastructures ferroviaires à 16,7 Hz (à l'exception des Chemins de fer rhétiques [RhB]). Outre le développement des infrastructures décidé par le Parlement, d'autres facteurs, tels que des avancées technologiques ou de nouveaux concepts d'horaires, peuvent se traduire par une évolution des besoins. Les CFF et les RhB indiquent à l'Office fédéral des transports (OFT) les projets de construction de ligne nécessaires pour assurer l'approvisionnement en courant de traction. Le réseau de courant de traction à 16,7 Hz, d'une portée stratégique, est présenté dans la partie «Infrastructure rail» du plan sectoriel des transports (SIS). Les lignes de transport des chemins de fer ne doivent pas être coordonnées avec le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Les lignes communes composées de lignes de transport des CFF à 132 kV et de lignes appartenant au NR1 font figure d'exceptions et doivent figurer dans le plan sectoriel.

⁶ L'entreprise Pronovo AG est l'organe de certification accrédité pour l'enregistrement des certificats d'origine et l'organe d'exécution de certains programmes d'encouragement des énergies renouvelables de la Confédération.

⁷ Parallèlement au réseau électrique à 50 Hz, il existe en Suisse un réseau à 16,7 Hz pour l'approvisionnement des chemins de fer en courant de traction avec des lignes de transport à 132 kV ou 66 kV ainsi que des sous-stations pour les installations de lignes de contact à 15 kV ou 11 kV. En outre, les CFF respectivement les RhB exploitent des centrales électriques à 16,7 Hz et le réseau de courant de traction est raccordé au réseau électrique à 50 Hz via plusieurs convertisseurs de fréquence.

2 Planification du réseau et scénario-cadre

2.1 Le scénario-cadre: une première étape dans la planification du réseau

Les gestionnaires de réseau des NR1 et NR3 élaborent la planification de leur réseau et déterminent les besoins futurs en matière de développement du réseau électrique sur la base du SC CH et en fonction des besoins supplémentaires. On entend par «besoins supplémentaires» des projets de rénovation ou de remplacement ainsi que des projets régionaux et locaux pour le raccordement des installations de production et des consommateurs finaux dont le gestionnaire de réseau a connaissance et qui ne sont pas décrits dans le SC CH.

La ventilation de la production et de la charge entre les zones de desserte, les zones de desserte et les nœuds de réseau (régionalisation), ainsi que l'estimation des besoins spécifiques en matière de renouvellement et de remplacement des installations de réseau existantes relèvent de la responsabilité des gestionnaires de réseau.

Swissgrid et les gestionnaires de réseaux de distribution du NR3 sont en outre tenus de documenter la planification de leur réseau à l'aide de plans pluriannuels. L'EiCom examine le plan pluriannuel de Swissgrid à la lumière des prescriptions de la loi et de l'ordonnance. Ce faisant, elle confirme l'existence du besoin pour les projets portant sur le réseau de transport d'électricité.

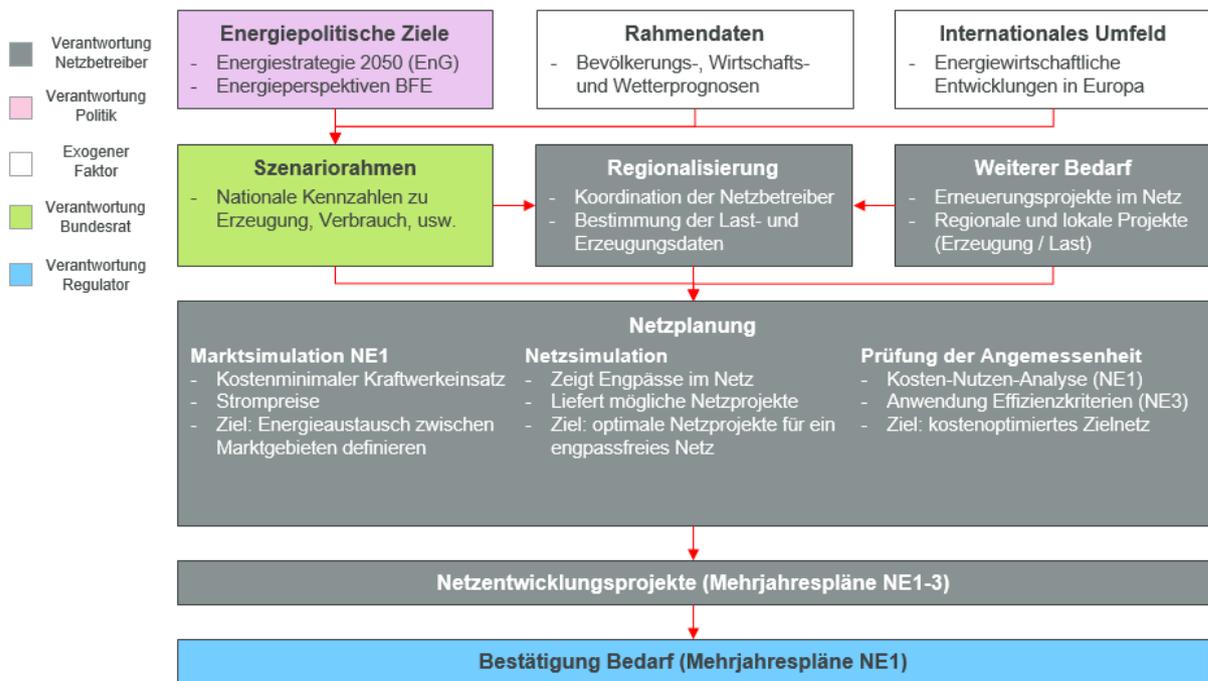


Figure 3: Le scénario-cadre dans la planification du réseau

2.2 Prise en compte des scénarios dans la planification du réseau

Conformément à l'art. 9d, al. 1, LApEI, il faut considérer le scénario-cadre comme un tout: tous les scénarios prescrits doivent adéquatement s'intégrer dans les planifications, la priorité allant au scénario de référence⁸. Les dispositions de l'art. 9d, al. 2, let. a, LApEI sont importantes pour la phase de mise en œuvre: le plan pluriannuel doit indiquer dans quelle mesure les projets prévus sont efficaces et appropriés d'un point de vue technique et économique. Par conséquent, tous les projets nécessaires à assurer un fonctionnement sans goulets d'étranglement dans chacun des scénarios ne sont pas automatiquement inclus dans le plan pluriannuel. Il s'agit surtout des projets réellement

⁸ Message du 13 avril 2016 relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2016 3740

nécessaires d'un point de vue technique et économique. Une analyse complète du rapport entre les coûts et les avantages est prévue pour les projets du NR1.

En vertu du message relatif à la «Stratégie Réseaux électriques» (FF 2016 3679), l'EICom peut, afin de vérifier la nécessité des projets, fixer en plus des critères simples, par exemple des critères de charge minimale. Dans le cas des projets financièrement très importants du NR3, une analyse du rapport entre les coûts et les avantages est aussi possible, dans la mesure où elle peut être réalisée compte tenu des conditions générales non influençables (notamment les mesures contraignantes relevant du droit de la protection du paysage et de l'environnement ainsi que du droit de l'aménagement du territoire). À l'avenir, l'interprétation plus poussée des dispositions légales relatives à l'art. 9d LApEI incomberont à l'EICom dans le cadre de la mise en œuvre de la LApEI.

2.3 Horizon temporel du scénario-cadre

Les années cibles du SC CH (horizon temporel) sont 2030 et 2040. L'écart de dix ans entre les années cibles est conforme aux prescriptions de la LApEI et constitue une pratique courante dans les pays voisins (ENTSO), ce qui facilite la coordination de la planification du réseau et la comparaison des scénarios entre eux. Dans l'optique de la Stratégie énergétique 2050, il a, dans un premier temps, été envisagé de fixer comme année cible 2035, et ensuite (dix ans plus tard) 2045. Cependant, cela aurait constitué un décalage de cinq ans par rapport aux planifications d'ENTSO, ce qui n'aurait eu guère de sens au regard de l'imbrication importante avec le réseau électrique européen et de la nécessité impérieuse de coordonner les planifications de réseau. En outre, il semble difficile d'extrapoler de manière fiable les données d'ENTSO. Une comparaison des indicateurs serait également limitée. Dans l'ensemble, cela compliquerait la coordination de la planification du réseau avec les pays voisins.

Conformément aux dispositions légales, trois scénarios au maximum doivent être élaborés pour la première année cible. Le scénario le plus probable (scénario directeur) doit par ailleurs être étendu de manière à couvrir une période de dix ans supplémentaires. Étant donné que lorsque le Conseil fédéral approuvera le SC CH, la première date cible (2030) se situera à un horizon temporel inférieur à dix ans, les indicateurs pour l'année 2040 sont également présentés pour chacun des trois scénarios du SC CH.

2.4 Vérification et actualisation périodiques du scénario-cadre

En vertu de l'art. 9a, al. 5, LApEI, le SC CH doit être vérifié et actualisé périodiquement. Le Conseil fédéral fixe la périodicité; si des développements exceptionnels surviennent, il peut ordonner une actualisation anticipée du SC CH. En vertu de l'art. 5a de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI), le SC CH est vérifié tous les quatre ans et, le cas échéant, actualisé. Si des changements déterminants devaient se dessiner, le SC CH sera vérifié et adapté dans un délai raisonnable. Le législateur l'a déjà fixé dans la disposition précitée de la LApEI.

2.5 Besoins supplémentaires dans le contexte de la planification du réseau

On entend par «besoins supplémentaires» des projets de rénovation ou de remplacement ainsi que des projets régionaux et locaux pour le raccordement d'installations de production et de consommateurs finaux dont le gestionnaire de réseau a connaissance et qui ne sont pas décrits dans le SC CH. Du côté des consommateurs, cela concerne notamment le démantèlement d'installations industrielles (p. ex. usines de cartons) ou l'agrandissement de telles installations (p. ex. usines chimiques) ou de centres de calcul. Du côté des producteurs, il s'agit par exemple de la transformation ou de l'agrandissement de centrales hydroélectriques existantes ou de nouvelles installations destinées à la production d'électricité. En conséquence, les besoins régionaux peuvent en pratique dépasser les hypothèses émises dans le cadre du SC CH; ainsi, le gestionnaire du réseau doit pondérer davantage ces facteurs concrets dans le cadre du développement du réseau régional que les indicateurs déduits du SC CH.

Par ailleurs, un grand nombre de petits projets – par exemple de nouvelles pompes à chaleur ou le développement de petites installations photovoltaïques – peut équivaloir au final à un grand projet

grâce aux objectifs stratégiques d'une ville ou commune et dépasser les valeurs attendues à l'échelle régionale sur la base des indicateurs nationaux.

2.6 Principe ORARE et principes de la planification du réseau

Le principe dit ORARE (Optimisation du Réseau avant Renforcement avant Extension) fixé à l'art. 9b, al. 2, LApEI comprend l'aspect d'une hiérarchie économique visant à évaluer les différentes mesures techniques applicables au réseau. Selon cette hiérarchie, les mesures relevant de l'optimisation sont normalement moins onéreuses que celles visant un renforcement, lesquelles sont à leur tour plus avantageuses que les mesures d'extension. La distinction entre renforcement et extension tient compte, en outre, du critère de la gestion aussi ménagée que possible du territoire et du sol. C'est pourquoi il est prévu qu'une mesure d'extension ne sera prise que si, aussi loin que s'étende l'horizon de planification, le résultat visé ne pourra être atteint par une optimisation et un renforcement. Les principes de la planification du réseau que les gestionnaires de réseau doivent définir peuvent présenter des différences importantes entre réseaux de transport et de distribution. Cette situation s'explique par le fait que les réseaux se distinguent nettement aussi bien du point de vue structurel que du point de vue de l'exploitation. De même, la conception concrète peut être marquée par les conditions locales d'une zone de desserte.

2.7 Coordination de la planification du réseau

La coordination au sein de réseaux électriques interconnectés revêt une importance particulière. C'est pourquoi le législateur a réglé, à l'art. 9c LApEI, l'échange d'informations entre gestionnaires de réseau de tous les niveaux de réseau. Une obligation de transmission réciproque et gratuite de renseignements est ainsi établie. Cet échange d'informations concerne les projets prévus de transformation ou d'extension des réseaux électriques et les prévisions en matière de production et de consommation. La coordination et l'échange de données entre NR1 et NR3 en particulier sont essentiels pour le développement du réseau.

Une présentation simplifiée des aspects et des liens concernant la collecte de données dans la planification du réseau est fournie ci-dessous.

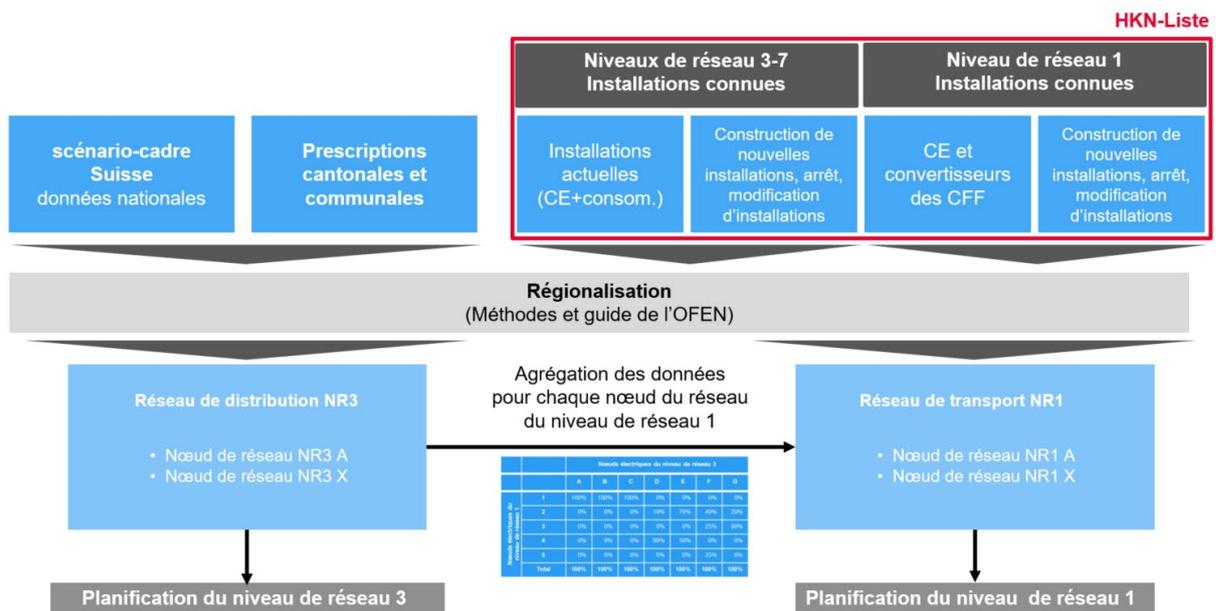


Figure 4: Présentation schématique de la collecte de données pour la planification du réseau (Source: Swissgrid, état janvier 2022)

2.8 Régionalisation

Les indicateurs du SC CH relatifs à la production, au stockage et à la consommation en Suisse doivent être ventilés sur les différents nœuds de réseau des niveaux de tension sous revue pour un calcul de réseau ultérieur. Cette démarche est nécessaire pour le calcul du flux de charge et la modélisation du réseau. En effet, c'est la seule façon de calculer les flux entre les différents nœuds du réseau.

Le SC CH, que le Conseil fédéral devra approuver, est axé sur la prescription d'indicateurs nationaux par scénario et par année cible. Pour compléter le SC CH, l'OFEN met à disposition, au niveau de l'office, pour soutenir les gestionnaires de réseau, un guide relatif aux méthodes de régionalisation, qui propose des méthodes pour ventiler les indicateurs sur les zones de desserte, puis sur les nœuds de réseau. Le guide de l'OFEN n'est pas un élément constitutif du SC CH et n'est pas contraignant juridiquement. L'aménagement de la régionalisation en tant que telle demeure de la compétence et du ressort des gestionnaires de réseau concernés. Le groupe de travail de la branche réunissant les gestionnaires de réseau a approfondi les méthodes et processus de régionalisation au cours des années 2020 à 2022. Des exigences en matière d'échange des données aux nœuds de réseau ont été définies sur la base de ces travaux.

L'art. 9c, al. 2, LApEI prévoit que les gestionnaires de réseau associent les cantons à la planification du réseau. Ils doivent ainsi mener, avec les cantons concernés, une étude de plausibilité des hypothèses régionales relatives à l'évolution de la production et de la demande. La prise en compte des cantons doit aussi être prévue au regard des conflits potentiels dans le domaine de l'aménagement du territoire et de la coordination des projets de réseau avec le plan directeur cantonal. Si les besoins régionaux et la planification du réseau sont discutés au préalable avec les services cantonaux concernés, il est possible d'identifier les marges de manœuvre existantes et les projets de planification du point de vue des cantons et de les intégrer dans la planification des projets en lien avec le réseau.

3 Description des scénarios

Le SC CH représente la gamme des développements probables dans le secteur de l'énergie. Les scénarios présentent une version simplifiée de la réalité et ne constituent en aucun cas des prévisions pour l'avenir. Au vu de la longueur des cycles d'investissement pour les réseaux électriques, en particulier pour les réseaux de transport, il convient de prendre en compte une large palette d'évolutions possibles. Il est également essentiel de faire une distinction suffisante entre les scénarios, de manière à créer une base de planification aussi solide que possible.

Quant à savoir si, et comment, les hypothèses des scénarios se vérifieront à l'avenir, la réponse dépend de plusieurs facteurs. Hormis les incertitudes liées à la vitesse de l'évolution de la technologie, des mesures politiques sont nécessaires, notamment des réglementations légales, pour la mise en œuvre de mesures techniques appropriées. Ces mesures politiques doivent être fixées dans les législations respectives. Elles doivent donc faire l'objet de débats et de décisions dans le cadre des processus démocratiques en Suisse. Néanmoins, les gestionnaires de réseau ont besoin, aujourd'hui déjà, de bases fiables pour planifier l'avenir de leurs réseaux électriques. Celles-ci sont déterminantes au vu des longues phases de planification, d'autorisation et de réalisation des réseaux de transport d'électricité et des réseaux de distribution suprarégionaux.

Les trois scénarios du SC CH tiennent compte des objectifs des PE2050+, qui transforment le système d'approvisionnement en énergie de la Suisse afin d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 (objectif «zéro émission nette»⁹), tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement en énergie. On admet en outre une durée d'exploitation des centrales nucléaires en Suisse de 50 ans, afin que les éventuelles mesures nécessaires sur le réseau puissent être planifiées et réalisées en temps utile. Comme le montre la figure suivante, chacun des trois scénarios du SC CH fonde ses hypothèses sur l'un des scénarios des PE2050+ [3] pour la Suisse et sur l'un des scénarios du TYNDP 2020 [2] pour l'étranger.

Le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique définit les scénarios suivants:

- **Scénario 1 «Référence»**
- **Scénario 2 «Divergence»**
- **Scénario 3 «Couplage des secteurs»**

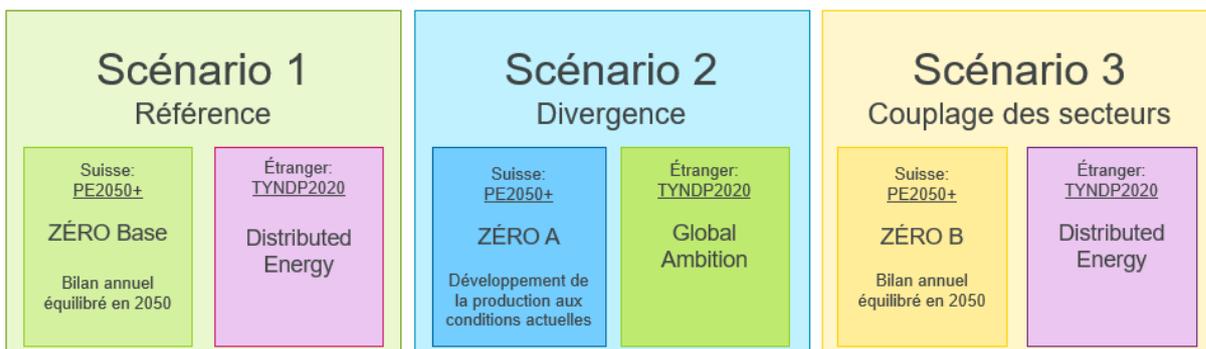


Figure 6: Aperçu des bases de données pour les trois scénarios du SC CH

La figure suivante présente qualitativement l'impact des trois scénarios du SC CH sous l'angle du développement du photovoltaïque et de l'éolien, du développement de l'hydraulique, du développement des centrales thermiques, de la consommation d'électricité et du solde importateur (résultat de la modélisation des PE2050+) en tenant compte des indicateurs pour l'année 2040.

⁹ L'objectif «zéro émission nette» est atteint lorsque le bilan entre le volume des émissions de gaz à effet de serre et la quantité de gaz à effet de serre soustraite de l'atmosphère est tout à fait équilibré. Outre le dioxyde de carbone (CO₂), le bilan tient également compte du méthane (CH₄), du protoxyde d'azote (N₂O) ainsi que de certains gaz à effet de serre synthétiques.

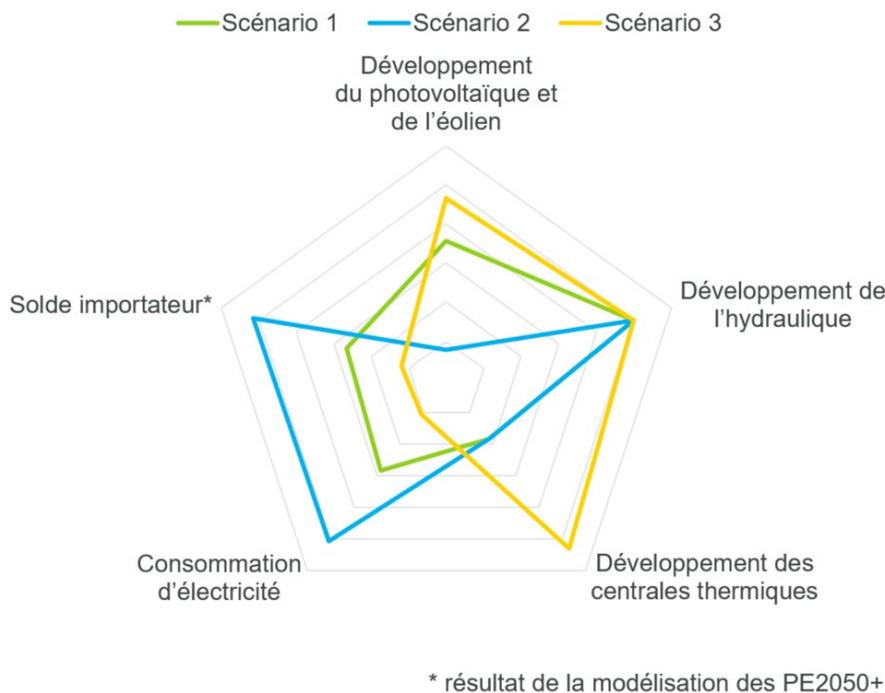


Figure 7: Impact des trois scénarios du SC CH pour l'année 2040 (présentation schématique; échelles standardisées)

3.1 Scénario 1 «Référence»

Le scénario directeur du SC CH est le scénario «Référence», qui s'appuie sur le scénario «ZÉRO Base» et sur la variante stratégique «Bilan annuel équilibré en 2050» des PE2050+ pour les développements dans le secteur de l'énergie en Suisse.

Le scénario «ZÉRO Base» et tous les autres scénarios dits «ZÉRO» extrapolent les tendances technologiques prévisibles aujourd'hui. Ils tablent sur une augmentation de l'efficacité énergétique élevée et la plus précoce possible ainsi que sur une électrification marquée. Dans le scénario «Référence», la consommation d'électricité nette progresse pour atteindre environ 60 TWh en 2030 et environ 67 TWh en 2040. Dans les zones urbaines, les réseaux de chauffage à distance prennent de l'importance. Des systèmes de captage et stockage du carbone (CSC) sont installés dans les usines d'incinération des ordures ménagères et les cimenteries, afin de réduire les émissions de CO₂ d'origine fossile. Cela entraîne une augmentation de la consommation d'électricité et de chaleur même si ce facteur ne revêt pas encore une importance majeure pour le réseau électrique d'ici 2040. Les émissions de gaz à effet de serre résiduelles sont compensées par des puits de carbone ou grâce à des technologies d'émission négative (NET) en Suisse ou à l'étranger, avec pour but d'atteindre l'objectif «zéro émission nette» à l'horizon 2050. L'électrification visée dans le secteur des transports et celui de la production de chaleur est complétée par l'utilisation du biogaz et des gaz synthétiques (p. ex. l'hydrogène).

L'augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable progresse rapidement et avec une forte proportion d'énergie photovoltaïque (environ 10 GW en 2030 et environ 24 GW en 2040). S'agissant de la production d'électricité indigène, une voie est envisagée pour le développement des énergies renouvelables assurant un bilan annuel équilibré du solde importateur pour l'électricité en 2050 (variante stratégique «Bilan annuel équilibré en 2050» selon les PE2050+). Toutefois, cet équilibre annuel ne sera pas encore atteint d'ici 2040.

En ce qui concerne l'évolution dans l'UE, le scénario 1 se réfère au scénario «Distributed Energy» du TYNDP 2020 d'ENTSO, qui prévoit davantage d'installations de production décentralisées et une forte croissance du photovoltaïque, du biogaz et du «Power-to-Gas», le photovoltaïque représentant 14% du mix de production en 2030 et 18% en 2040, et l'éolien respectivement 29% et 42%. Les

«prosommateurs» figurent au premier plan et prennent activement part au marché de l'énergie. La consommation d'électricité augmente dans l'UE pour passer de 3086 TWh en 2015 à 3422 TWh en 2030 et à 4029 TWh en 2040. L'accroissement de la production décentralisée en Europe permet de partir du principe que la portée des flux de charge sur le réseau de transport européen sera moindre que dans le scénario 2, qui est lié au scénario «Global Ambition». Les simulations de marché et de réseau de Swissgrid axées sur le SC CH fourniront des indications plus précises à ce sujet. Le scénario «ZÉRO Base» des PE2050+, qui table sur un développement rapide du photovoltaïque, s'accorde bien avec une évolution européenne correspondant au scénario «Distributed Energy». Ces deux scénarios reposent sur une décarbonisation marquée et une décentralisation de la production d'électricité.

3.2 Scénario 2 «Divergence»

Le scénario «Divergence» repose presque entièrement sur le scénario «ZÉRO A» des PE2050+ avec une électrification étendue du système énergétique, en combinaison avec la variante stratégique «Conditions-cadres actuelles», selon laquelle l'augmentation de la production d'électricité issue de sources renouvelables est différée. La divergence entre la consommation d'électricité et la production se creuse et tend à susciter des attentes élevées envers les réseaux électriques.

L'électrification du secteur des transports et du bâtiment progresse plus fortement que dans le scénario 1. L'électrification accrue et le développement escompté de centres de calcul en Suisse se traduisent par une hausse de la demande en électricité et partant, par une consommation d'électricité nette plus élevée (environ 63 TWh en 2030 et environ 74 TWh en 2040). Le développement de la production d'électricité issue de sources renouvelables repose sur les conditions actuelles (variante stratégique «Conditions-cadres actuelles» selon les PE2050+), à savoir sur les instruments de la politique énergétique et climatique en vigueur aujourd'hui ainsi que les conditions du marché actuelles et les autres conditions-cadres actuelles du marché de l'électricité (état au 1^{er} janvier 2019). En conséquence, l'augmentation de la production indigène d'électricité et celle de l'énergie photovoltaïque sont nettement moindres que dans le scénario 1 (environ 7,6 GW en 2030 et environ 10,1 GW en 2040). Ces hypothèses relatives à la consommation et à la production impliquent la nécessité d'importer davantage d'électricité. Les simulations de marché et de réseau de Swissgrid axées sur le SC CH fourniront des indications plus précises à ce sujet.

En ce qui concerne l'évolution dans l'UE, le scénario 2 se réfère au scénario «Global Ambition» du TYNDP 2020 d'ENTSO, qui est un scénario descendant (*top-down*) compatible avec l'objectif de limiter le réchauffement global à 1,5 degré Celsius grâce à des installations de production plus centralisées devenant plus avantageuses en raison des effets d'échelle. Il s'agit, par exemple, des éoliennes en mer dans le nord et des grandes installations photovoltaïques dans le sud de l'Europe, le photovoltaïque représentant 10% du mix de production d'électricité en 2030 et 13% en 2040, et l'éolien respectivement 32% et 45%. Globalement, cela entraîne une augmentation des volumes en transit entre les pays européens. La consommation d'électricité au sein de l'UE progresse pour atteindre 3213 TWh en 2030 et 3426 TWh en 2040. Une évolution conforme à la variante «ZÉRO A» des PE2050+, avec une forte demande intérieure d'électricité combinée à une augmentation moindre de la production d'électricité en Suisse, doit être envisagée concrètement compte tenu du scénario européen «Global Ambition», qui conclut à une augmentation des volumes en transit au sein de l'Europe, en particulier du point de vue des réseaux de transport (forte sollicitation).

3.3 Scénario 3 «Couplage des secteurs»

Le scénario «Couplage des secteurs» se fonde en majeure partie sur le scénario «ZÉRO B» et la variante stratégique «Bilan annuel équilibré en 2025» des PE2050+. Il suppose que le biogaz et les gaz synthétiques ainsi que l'hydrogène joueront un rôle plus important dans l'approvisionnement en énergie et traceront ainsi une voie différente vers la neutralité climatique de la Suisse à l'horizon 2050.

De nombreuses évolutions sont identiques au scénario 1, avec toutefois une électrification plus faible du système énergétique. La consommation d'électricité nette n'augmente que modérément pour atteindre environ 59 TWh en 2030 et environ 62 TWh en 2040. La construction de centrales avec

turbines à gaz, pour une puissance d'environ 2500 MW d'ici 2040 dans la variante «ZÉRO B», garantit davantage de puissance en Suisse. Toutefois, selon les PE2050+, les installations ne fourniront comparativement qu'une moindre contribution à la production d'énergie. L'utilisation plus importante de gaz produits avec de l'électricité dans la variante «ZÉRO B» a pour corollaire des importations d'énergie plus importantes par rapport à la variante de base, puisque les possibilités de production d'agents énergétiques basés sur l'électricité à prix avantageux sont restreintes en Suisse.

Ici aussi, l'augmentation de la production d'électricité issue de sources renouvelables fait intervenir un développement important du photovoltaïque (environ 12 GW en 2030 et environ 30 GW en 2040). Le développement du photovoltaïque dans le scénario 3 est ainsi près de 25% plus important que dans le scénario de référence 1. Pour la production indigène d'électricité, on admet une voie de développement pour les énergies renouvelables garantissant, avant 2050 déjà, un bilan annuel équilibré du solde importateur d'électricité.

En ce qui concerne l'évolution dans l'UE, comme dans le scénario 1, on se réfère au scénario «Distributed Energy» du TYNDP 2020 d'ENTSO (voir à ce sujet les explications au chap. 3.1).

Par rapport aux scénarios 1 et 2, la hausse modérée de la consommation d'électricité en Suisse combinée à un développement important du photovoltaïque et à une augmentation des turbines à gaz permet de s'attendre globalement à une décharge du réseau de transport. Ce développement en Suisse s'accorde bien avec une évolution conforme au scénario «Distributed Energy» en Europe.

3.4 Scénarios et variantes des Perspectives énergétiques 2050+

Avec le scénario «Zéro net» et ses variantes, les PE2050+ ont étudié des trajectoires de développement pour le système énergétique suisse [3] permettant d'atteindre l'objectif à long terme de «zéro émission nette» de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. Le scénario «Poursuite de la politique actuelle» ne permet pas d'atteindre cet objectif. La [Figure 8](#) présente les différents scénarios, leurs variantes et les variantes production d'électricité (variantes stratégiques), qui servent à la Suisse de bases de données pour les scénarios 1 à 3 du SC CH.

La variante stratégique «Bilan annuel équilibré en 2050» des PE2050+ considère une augmentation permettant de couvrir la consommation d'électricité de la Suisse dans le cadre d'un bilan annuel. En augmentant rapidement la production d'électricité indigène issue de sources renouvelables, on tendrait vers un surplus d'électricité au semestre d'été. Même si l'augmentation accrue de la production contribuerait à couvrir les besoins en électricité durant le semestre d'hiver, il demeurerait nécessaire d'importer de l'électricité à cette période. La variante stratégique «Conditions-cadres actuelles» repose sur les conditions légales et les conditions du marché applicables aujourd'hui, dans lesquelles un report de l'augmentation de la production d'électricité issue de sources renouvelables a tendance à entraîner une augmentation du solde importateur durant le semestre d'hiver.

Scénario	Variante	Variante stratégique production d'électricité	
Scénario zéro net (ZÉRO) Représente les voies de développement possibles du système énergétique suisse qui sont compatibles avec l'objectif de zéro émission net de gaz à effet de serre en 2050	Variante de base (ZÉRO base) Prend les tendances du progrès technique observées aujourd'hui et les fait évoluer au cours des années à venir	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles	Sc. 1
	Variante A (ZÉRO A) Electrification étendue du système énergétique	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles	Sc. 2
	Variante B (ZÉRO B) Le biogaz et les gaz basés sur l'électricité jouent un rôle important en tant qu'agent énergétique, aux côtés de l'électricité, dans le système énergétique.	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles	Sc. 3
	Variante C (ZÉRO C) Les réseaux de chaleur et les combustibles liquides biogènes ou basés sur l'électricité jouent un rôle important aux côtés de l'électricité en tant que sources d'énergie dans le système énergétique	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles	
	Scénario Poursuite de la politique actuelle (PPA) Représente les mesures de politique énergétique et climatique actuellement en vigueur avec une poursuite du développement technologique observé aujourd'hui	conditions-cadres actuelles	

eigene Darstellung © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2020

Figure 8: Choix des scénarios et des variantes des PE2050+ pour les trois scénarios du SC CH

3.5 Scénarios du Plan décennal de développement du réseau 2020

Les gestionnaires de réseau européens pour l'électricité et le gaz (ENTSO-E et ENTSO-G) ont publié en juillet 2020 les scénarios européens [2] relatifs à l'électricité et au gaz pour le Plan décennal de développement du réseau 2020 (TYNDP 2020).

ENTSO cite les deux facteurs décisifs pour le développement de ses scénarios: la décarbonisation et la décentralisation ou la centralisation (autrement dit, dans quelle mesure la production d'électricité est décentralisée ou centralisée dans les scénarios).

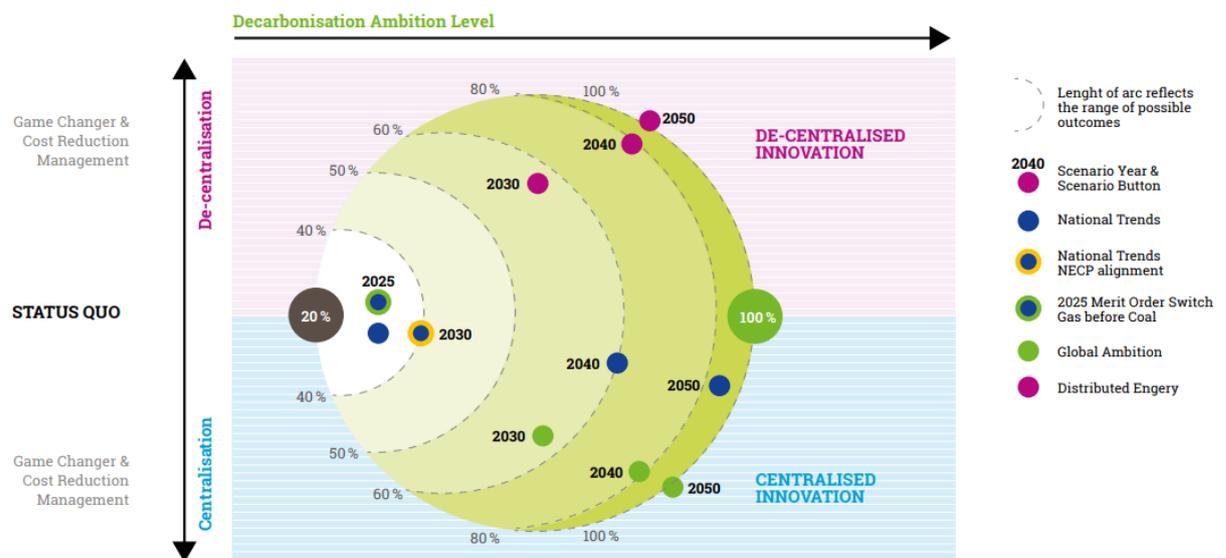


Figure 9: Représentation des scénarios européens dans le TYNDP 2020

4 Production d'électricité

La figure ci-après compare les capacités de production indigène des trois scénarios du SC CH pour l'année 2040 par rapport à 2019. Il convient de noter que la qualité et la quantité d'électricité produite varient en fonction de la technologie utilisée.

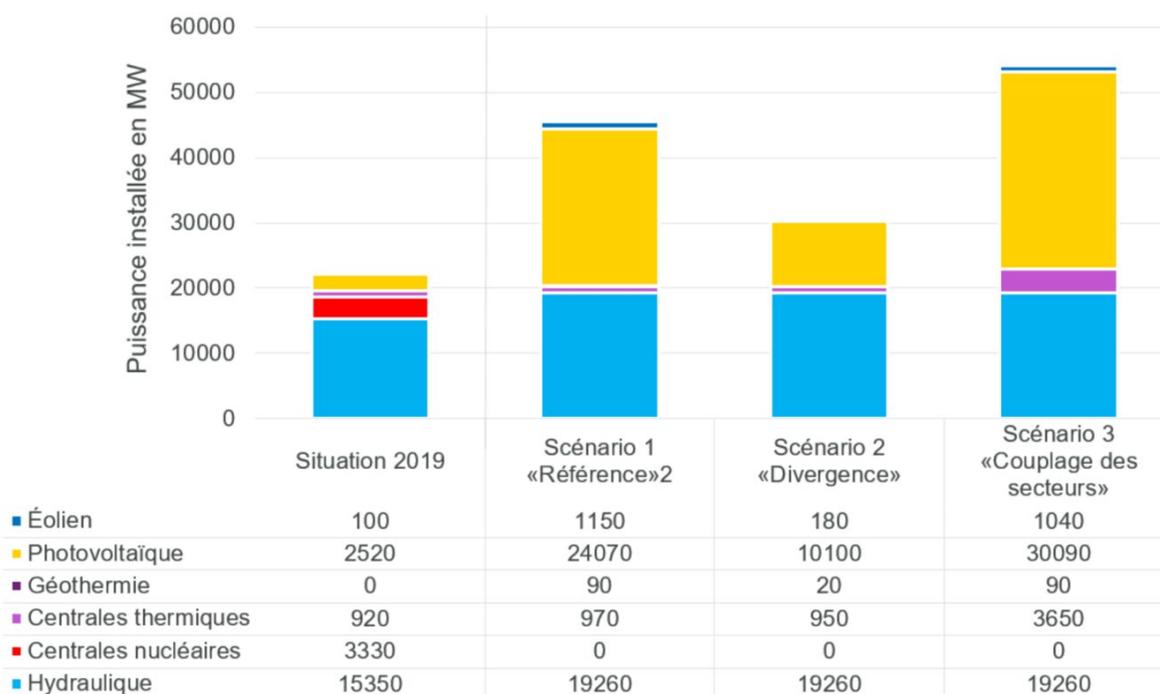


Figure 10: Aperçu des capacités de production dans les trois scénarios du SC CH pour 2040 par rapport à 2019

La puissance installée est la puissance raccordée au réseau électrique, déterminée dans le cadre d'une demande de raccordement entre le producteur et le gestionnaire du réseau. La puissance d'une installation photovoltaïque se mesure, en fonction de la puissance de crête nominale, en courant continu, du générateur d'électricité d'origine solaire. La puissance d'une installation de biomasse, éolienne ou géothermique se mesure en fonction de la puissance nominale du générateur électrique. Pour les installations hydroélectriques et les centrales électriques thermiques, c'est généralement aussi la puissance nominale du générateur qui est indiquée.

4.1 Force hydraulique

La production hydroélectrique est répartie entre les centrales au fil de l'eau, les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage. Bien que techniquement la petite hydraulique (≤ 10 MW) soit considérée comme une centrale au fil de l'eau, elle est présentée séparément dans le tableau ci-après, qui indique la puissance nominale du générateur électrique pour chaque type de centrales.

Dans les scénarios 1 à 3, le développement de l'énergie hydraulique se fait dans des conditions d'utilisation optimisées, afin d'atteindre les valeurs indicatives de la loi sur l'énergie (LEne) et les objectifs de développement selon le message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et son message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables¹⁰. L'étude réalisée par l'OFEN en 2019 «Potentiel hydroélectrique de la Suisse» [4] fournit des renseignements sur la réalisation de projets envisagés dans le domaine hydroélectrique. S'agissant de l'estimation de la puissance des installations hydroélectriques, une probabilité de réalisation moyenne est retenue pour différents

¹⁰ Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, 2021, <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-84018.html>

projets. Le 13 décembre 2021, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique¹¹ a adopté une déclaration commune [5] identifiant quinze projets de centrales hydroélectriques à accumulation qui sont les plus prometteurs sur le plan de l'économie 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 saisonnière des centrales à accumulation de 2 TWh d'ici à 2040. Les résultats de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique doivent être pris en compte en conséquence dans la planification du réseau.

La puissance de pompage des centrales à pompage-turbinage est présentée au chapitre 6.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité	Puissance installée [MW]						
Source: PE2050+							
Centrales au fil de l'eau	3 300	3 340	3 340	3 340	3 350	3 350	3 350
Centrales à accumulation	8 180	8 530	8 530	8 530	8 930	8 930	8 930
Centrales à pompage-turbinage	3 090	4 360	4 360	4 360	6 020	6 020	6 020
Petites centrales hydroélectriques	780	870	870	870	960	960	960
Somme*	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260

Tableau 3: Évolution des capacités de production hydroélectrique

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese» (en allemand uniquement), feuille 03 «Installierte Leistung» (somme uniquement)

* Il s'agit de la somme arrondie des valeurs individuelles exactes

4.2 Énergie nucléaire

Pour le SC CH, on a admis une durée d'exploitation de 50 ans pour les centrales nucléaires suisses, afin que les éventuelles mesures requises sur le réseau puissent être planifiées et réalisées à temps. Cela permet également de comparer les différents scénarios entre eux. Ainsi, pour l'année cible 2030, seule la centrale de Leibstadt sera encore en service et, en 2040, aucune centrale nucléaire ne sera plus exploitée.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité	Puissance installée [MW]						
Source: PE2050+							
Centrales nucléaires	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-

Tableau 4: Évolution des capacités de production du nucléaire

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 03 «Installierte Leistung»

4.3 Centrales thermiques

Les installations qui fonctionnent aujourd'hui à partir de combustibles fossiles seront de plus en plus souvent alimentées par des combustibles biogènes, renouvelables ou neutres pour le climat. Dans le scénario 3, on compte environ 2500 MW de puissance installée supplémentaire provenant des grandes centrales à gaz qui, selon les PE2050+, fonctionneront à long terme avec de l'hydrogène majoritairement importé. Aucun changement majeur n'est à prévoir dans les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), dans les stations d'épuration des eaux usées (STEP) et centrales électriques à biomasse (bois).

¹¹ La cheffe du DETEC a convoqué le 18 août 2020 une table ronde consacrée à l'énergie hydraulique dans le but de mettre au point une démarche commune pour les défis que l'hydraulique doit relever dans le contexte de la Stratégie énergétique 2050, de l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre, de la sécurité d'approvisionnement et de la préservation de la biodiversité.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité Source: PE2050+		Puissance installée [MW]					
Incinération des ordures ménagères	420	420	420	420	420	420	420
Autres centrales thermiques	360	340	340	600	200	180	2 830
Biomasse (bois)	70	70	70	70	70	70	70
Centrales au biogaz	30	120	120	130	250	280	300
Stations d'épuration des eaux usées	30	30	30	30	30	30	30
Somme*	920	990	980	1 250	970	950	3 650

Tableau 5: Évolution des capacités de production des centrales thermiques

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 03 «Installierte Leistung» (incinération des ordures ménagères répartie entre renouvelable/non renouvelable; «Autres centrales thermiques» sous «neue KW fossil/PtG»)

* Il s'agit de la somme arrondie des valeurs individuelles exactes

4.4 Géothermie

Jusqu'à ce jour, il n'existe en Suisse aucune centrale géothermique produisant de l'électricité. Les scénarios 1 et 3 partent du principe qu'à l'horizon 2040, la puissance installée des centrales géothermiques atteindra environ 90 MW. L'évolution est moindre dans le scénario 2 qui table sur les conditions-cadres actuelles.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité Source: PE2050+		Puissance installée [MW]					
Géothermie	-	10	10	10	90	20	90

Tableau 6: Évolution des capacités de production de la géothermie

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 03 «Installierte Leistung» (sc. 2 selon les conditions-cadres actuelles)

4.5 Photovoltaïque

Tous les scénarios tablent sur un développement important du photovoltaïque; le scénario 3 admettant l'évolution la plus importante, suivi par le scénario 1.

L'évolution admise dans le scénario de référence (scénario 1) implique une augmentation annuelle moyenne d'environ 660 MWc¹² de puissance photovoltaïque entre 2019 et 2030, qui s'accroîtra pour passer à 1430 MWc par an en moyenne à compter de 2030. Dans le scénario 2, l'augmentation dès 2030 sera bien plus lente (en raison des conditions-cadres actuelles sous-tendant le scénario), avec en moyenne environ 245 MWc par an. Le scénario 3, en revanche, admet une augmentation annuelle moyenne d'environ 880 MWc de puissance photovoltaïque d'ici 2030, qui s'accroîtra pour passer à près de 1800 MWc par an en moyenne à compter de 2030. Le développement du photovoltaïque dans le scénario 3 est ainsi près de 25% plus important que dans le scénario de référence 1.

La puissance d'une installation photovoltaïque est mesurée en fonction de la puissance de crête nominale, en courant continu du générateur d'électricité d'origine solaire (watt crête [Wc]). Afin de produire davantage d'électricité durant le semestre hivernal (d'octobre à mars), des mesures incitatives sont déployées pour orienter davantage le photovoltaïque vers la production hivernale, ce qui a un impact sur les heures de pleine charge. La part de la production hivernale augmentera de 25% en 2019 à 26% en 2030 et à 29% en 2040. Cela signifie qu'à l'avenir, les modules photovoltaïques seront conçus de manière à produire davantage durant le semestre d'hiver. La production d'électricité de source photovoltaïque représente donc une part croissante de la production d'électricité hivernale.

¹² Le kilowatt crête (kWc) est l'unité de mesure de la puissance électrique nominale maximale en courant continu, exprimée en watts (W), d'une installation photovoltaïque. L'abréviation kWc est d'usage courant dans le secteur du photovoltaïque.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité Source: PE2050+	Puissance de crête nominale en courant continu installée [MWc]						
Photovoltaïque	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090

Tableau 7: Évolution des capacités de production du photovoltaïque

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 03 «Installierte Leistung» (sc. 2 selon les conditions-cadres actuelles, sc. 3 propres hypothèses)

4.6 Éolien

Le potentiel de développement attendu de l'énergie éolienne en Suisse est nettement inférieur à celui de l'énergie photovoltaïque.

Les scénarios 1 et 3 prévoient une augmentation d'environ 1000 MW à l'horizon 2040. Le scénario 2, qui table sur les conditions-cadres actuelles, part du principe que peu de nouvelles centrales éoliennes seront construites. Le développement de l'énergie éolienne est particulièrement utile pour la production d'électricité durant le semestre d'hiver, étant donné que la part de la production hivernale est élevée (environ 60%).

La puissance moyenne d'une éolienne passe de 2,5 MW en 2019 à environ 2,7 MW en 2030 et à 3,0 MW en 2040.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Production d'électricité Source: PE2050+	Puissance installée [MW]						
Éolien	100	310	180	310	1 150	180	1 040

Tableau 8: Évolution des capacités de production de l'éolien

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 03 «Installierte Leistung» (sc. 2 selon les conditions-cadres actuelles)

5 Consommation d'électricité

Le tableau ci-après présente les quantités admises correspondant à la consommation d'électricité. Pour passer de la consommation d'électricité (quantité d'énergie) aux courbes de charge, les gestionnaires de réseau peuvent se fonder sur leur expérience dans leur zone de desserte et sur des profils de charge types en fonction des groupes de consommateurs. Ils peuvent adapter/faire évoluer leur courbe de charge brute actuelle selon l'évolution prévue dans le SC CH. Les PE2050+ prévoient une diminution de la consommation d'électricité conventionnelle. En revanche, de nouveaux consommateurs d'électricité viendront s'ajouter avec la mobilité électrique, les pompes à chaleur, le Power-to-X et le captage du carbone. Dans l'ensemble, la consommation d'électricité augmente dans tous les scénarios jusqu'en 2040: de 16% dans le scénario 1, de 28% dans le scénario 2 et de 7% dans le scénario 3.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Consommation d'électricité - quantité d'énergie [TWh]								
Conventionnelle*		54,66	49,85	52,34	49,66	45,70	50,27	44,34
Mobilité électrique, hybrides rechargeables incl.*		0,10	2,28	2,39	2,10	7,94	8,73	6,83
Pompes à chaleur, grosses pompes à chaleur incl.*		2,44	6,81	7,15	5,53	9,79	10,77	6,96
Power-to-X		0	0,79	0,83	0,79	2,43	2,68	2,43
Captage du carbone		0	0	0	0	0,60	0,66	0,60
Pompes d'alimentation		0,69	0,69	0,72	0,69	0,69	0,75	0,69
Consommation d'électricité nette*		57,89	60,42	63,44	58,77	67,15	73,86	61,86
Électrification - nombre [milliers]								
Véhicules électriques, hybrides rechargeables incl.		40	930	980	870	2 940	3 230	2 520
Pompes à chaleur, grosses pompes à chaleur incl.		290	680	710	610	1 010	1 120	860

Tableau 9: Aperçu de l'évolution de la consommation d'électricité et de l'électrification

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 01 «Stromverbrauch» (pompes à chaleur et grosses pompes à chaleur indiquées séparément; Power-to-X correspond à «Elektrolyse»; le Captage du carbone correspond à «Sonstige (inkl. CCS)»); Électrification - nombre: chiffres internes; consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

* Il s'agit de la somme arrondie des valeurs individuelles exactes

À titre d'aide à la modélisation, le SC CH fournit des données détaillées concernant les différents types de consommation d'électricité. Il présente toujours uniquement la consommation d'électricité nette. Il ne tient pas compte des pertes sur le réseau ni de la consommation des pompes des centrales à pompage-turbinage, qui sont calculées dans la planification du réseau des gestionnaires de réseau.

5.1 Consommation d'électricité conventionnelle

Le SC CH présente la consommation d'électricité conventionnelle par secteur et par année pour les quatre secteurs suivants: ménages, industrie, services (agriculture incl.) et transports. Dans les scénarios 1 et 3, la consommation d'électricité conventionnelle recule d'environ 15 à 18% d'ici 2040, d'environ 8% dans le scénario 2. Les mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau de l'éclairage, des appareils électriques et de la technique du bâtiment, ainsi que le remplacement des chauffages électriques directs et des chauffe-eau électriques permettront d'économiser de l'électricité. Dans tous les secteurs, les données sont considérées sans la consommation des pompes à chaleur et des véhicules électriques, ce qui fait paraître le recul de la consommation d'électricité dans les différents secteurs plus grand qu'il n'est en réalité. La consommation d'électricité supplémentaire des pompes à chaleur, qui remplacent les chauffages électriques directs et les chauffe-eau électriques, est indiquée au chapitre 5.3.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Consommation d'électricité - quantité d'énergie [TWh]								
Ménages sans les pompes à chaleurs		17,25	14,60	15,33	14,66	12,99	14,28	13,08
Industrie sans les pompes à chaleurs		17,12	15,56	16,34	15,27	15,03	16,53	13,57
Services, agriculture incl. sans les pompes à chaleurs		17,35	16,13	16,94	16,18	13,99	15,38	14,07
Transports sans l'électromobilité		2,94	3,56	3,74	3,54	3,70	4,07	3,63
Somme*		54,66	49,85	52,34	49,66	45,70	50,27	44,34

Tableau 10: Évolution de la consommation d'électricité conventionnelle

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 01 «Stromverbrauch» (somme); fichier Excel: «Ergebnissynthese» (en allemand uniquement), feuille 05 «Elektrizität» (ventilation par secteurs; consommation des pompes à chaleur et des véhicules électriques déduite), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

* Il s'agit de la somme arrondie des valeurs individuelles exactes

5.2 Mobilité électrique

La consommation des véhicules électriques peut être ventilée pour chaque année cible dans les catégories VT (véhicules de tourisme), VUL (véhicules utilitaires légers), PL (poids lourds), bus et véhicules hybrides rechargeables (PHEV).

Dans le scénario 3, l'évolution est quelque peu différée par rapport aux scénarios 1 et 2. Outre les véhicules purement électriques et les PHEV, s'ajoutent les véhicules à pile à combustible (FCEV) ainsi que d'autres véhicules qui, à l'avenir, fonctionneront davantage avec des carburants synthétiques.

Le tableau suivant indique la consommation électrique des véhicules à batterie entièrement électriques (BEV) et des véhicules hybrides rechargeables.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantité d'énergie [GWh]								
Voitures de tourisme électriques		70	1 380	1 450	1 290	5 600	6 150	4 790
Véhicules utilitaires légers électriques		0	140	150	100	650	710	530
Poids lourds électriques		0	60	60	60	250	280	240
Bus électriques		0	80	80	50	280	310	200
Véhicules hybrides rechargeables		20	620	650	610	1 160	1 280	1 070
Somme*		100	2 280	2 390	2 100	7 940	8 730	6 830

Tableau 11: Évolution de la consommation d'électricité pour la mobilité électrique

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille: 01 «Stromverbrauch» (somme; ventilation sur la base de chiffres externes), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

* Il s'agit de la somme arrondie des valeurs individuelles exactes

Les hypothèses relatives au nombre de véhicules électriques, aux puissances de charge moyennes et à la capacité des batteries se trouvent à l'annexe 10.1.

5.3 Pompes à chaleur

Le tableau suivant présente la consommation des pompes à chaleur dans les différents secteurs et pour le chauffage à distance. Selon les scénarios 1 et 2, davantage de pompes à chaleur seront utilisées dans les secteurs de l'industrie et des services ainsi que pour le chauffage à distance. Au lieu de cela, le scénario 3 table, quant à lui, sur les gaz biogènes et synthétiques.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantité d'énergie [GWh]								
Pompes à chaleur dans le secteur des ménages		1 840	4 610	4 840	4 060	6 920	6 950	5 150
Pompes à chaleur dans le secteur de l'industrie		150	200	220	160	250	280	160
Pompes à chaleur dans le secteur des services (agriculture incl.)		450	1 020	1 070	910	1 210	1 330	1 020
Grosses pompes à chaleur et chauffage à distance		0	980	1 030	400	2 010	2 210	630
Somme*		2 440	6 810	7 150	5 530	9 790	10 770	6 960

Tableau 12: Évolution de la consommation électrique pour les pompes à chaleur

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille: 01 «Stromverbrauch» (somme et grosses pompes à chaleur présentées séparément); fichier Excel «Ergebnissynthese», feuille 12 «Wärmepumpen» (ventilation sur la base de chiffres internes et adaptation des valeurs des pompes à chaleur pour l'industrie après concertation avec Prognos, avril 2022), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

* Il s'agit de la somme arrondie des valeurs individuelles exactes

Les hypothèses concernant le nombre de pompes à chaleur sont présentées à l'annexe 10.1.

5.4 Consommation d'électricité supplémentaire

La consommation d'électricité restante se compose de la consommation du «Power-to-X» (PtX), des installations de captage et stockage du carbone (CSC) et des pompes d'alimentation des centrales à accumulation et des centrales à pompage-turbinage.

Selon le SC CH, les installations PtX sont des installations alimentées en électricité qui transforment l'eau en hydrogène (H₂) par électrolyse. L'hydrogène peut ensuite être utilisé dans d'autres secteurs (p. ex. dans les transports). On parle alors de couplage des secteurs. À l'avenir, l'hydrogène pourra être stocké dans des dépôts idoines ou injecté dans le réseau de gaz, d'où il pourra être utilisé, ultérieurement, pour alimenter les véhicules, produire de la chaleur ou de l'électricité. Dans le SC CH, cette reconversion en électricité est prise en compte sous le paramètre «autres centrales thermiques» («X-to-Power»). En ce qui concerne le réseau électrique, les installations PtX sont en premier lieu considérées comme une consommation d'électricité supplémentaire, qui est en partie flexible. L'intégration des installations PtX tend à décharger le réseau, car leur utilisation permet de réduire la puissance des installations de production sur lesquelles elles sont situées.

Pour atteindre l'objectif de «zéro émission nette», il est nécessaire de recourir à des systèmes de captage et de stockage du carbone. Des installations techniques filtrent le CO₂ contenu dans les effluents gazeux d'installations industrielles (p. ex. cimenteries) pour ensuite le transporter vers des sites de stockage appropriés. Le SC CH présente séparément les installations de CSC des UIOM et des grandes centrales à biomasse de celles des cimenteries et autres installations industrielles émettant beaucoup de CO₂. Les pompes d'alimentation des centrales à accumulation et des centrales à pompage-turbinage sont également considérées comme une consommation d'électricité supplémentaire.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantité d'énergie [GWh]								
Installations Power-to-X		0	790	830	790	2 430	2 680	2 430
Captage du carbone dans les UIOM / biomasse		0	0	0	0	510	560	510
Captage du carbone dans l'industrie / les cimenteries		0	0	0	0	90	100	90
Pompes d'alimentation		690	690	720	690	690	750	690

Tableau 13: Évolution de la quantité d'énergie de la catégorie Consommation d'électricité supplémentaire

Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille: 01 «Stromverbrauch» (Power-to-X correspond à «Elektrolyse»; le captage du carbone correspond à «Sonstige (inkl. CCS)»; captage du carbone sur la base de chiffres internes), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

S'agissant des installations PtX, on part du principe qu'il s'agit d'installations d'une puissance de 50 MW par site. En 2030, il n'existera donc que quelques installations isolées et, en 2040, elles seront environ deux douzaines. Les installations de CSC dans les UIOM et les centrales à biomasse ont une puissance moyenne de 5 MW, en fonction de la taille de l'installation. Dans l'industrie, les installations de CSC ont une puissance moyenne de 1,5 MW, selon la quantité d'effluents gazeux. En 2040, l'industrie ne comptera que quelques installations, et environ une douzaine d'UIOM ainsi que de grandes centrales à biomasse seront équipées d'installations de CSC.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Puissance installée [MW]								
Installations Power-to-X		0	260	280	260	1 290	1 420	1 290
Captage du carbone dans les UIOM / biomasse		0	0	0	0	60	70	60
Captage du carbone dans l'industrie / les cimenteries		0	0	0	0	10	10	10
Pompes d'alimentation		170	170	180	170	170	190	170

Tableau 14: Évolution de la puissance installée pour la catégorie Consommation d'électricité supplémentaire
 Source: [3] Fichier Excel «Umwandlungssynthese», feuille 08 «PtX» (autres chiffres internes), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

6 Flexibilité

Sur le réseau électrique, différents types de flexibilités peuvent être utilisés afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation tout en évitant les goulets d'étranglement sur le réseau. Le SC CH montre les potentiels à l'échelle nationale concernant les installations de stockage et la flexibilité sur la base des hypothèses des PE2050+.

6.1 Réduction de l'injection des installations de production

Du côté de l'offre, il est possible d'intervenir en réduisant l'injection des installations de production (écrêtement des pointes [*peak shaving*] ou réduction délibérée de la production d'électricité [*curtailment*]), ce qui se traduit par la perte d'une petite part de l'énergie produite. Cela permet d'éviter un surdimensionnement des réseaux, tout en assurant une bonne utilisation des énergies renouvelables.

Le présent SC CH ne précise pas l'étendue de l'écrêtement des pointes, car il n'existe pas encore de réglementation en la matière. Le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables¹³, adopté par le Conseil fédéral le 18 juin 2021, contient de nouvelles dispositions légales correspondantes permettant aux consommateurs finaux et aux exploitants de stockage d'utiliser leur flexibilité au service du système.

6.2 Installations de stockage

S'agissant des installations de stockage, il convient de distinguer entre les batteries décentralisées chez les «prosommateurs» et les centrales à pompage-turbinage. Les tableaux suivants présentent la puissance installée totale des pompes ou des appareils de charge ainsi que la capacité de stockage globale.

La valeur relative à la capacité des centrales à pompage-turbinage est toujours déterminée par les limites inhérentes au bassin (bassin supérieur ou inférieur). Les grandes batteries employées par les gestionnaires de réseau ne sont pas prises en compte dans la mesure où leur utilisation est très variée. On part du principe que la plupart des accumulateurs décentralisés équipent des installations photovoltaïques. Chaque accumulateur dispose d'une capacité de stockage moyenne de 5 kWh pour une puissance de charge moyenne de 10 kW. On admet qu'à long terme, 70% des installations photovoltaïques seront équipées d'accumulateurs. Ce chiffre sera de 30% en 2030 et d'environ 60% en 2040. De même, les batteries des véhicules électriques sont considérées comme une consommation flexible du seul fait qu'elles permettent de piloter la puissance de charge; aucune charge bidirectionnelle n'est prévue.

L'évolution des centrales à pompage-turbinage est identique dans les scénarios 1 à 3. Les accumulateurs décentralisés connaissent une expansion parallèle aux installations photovoltaïques. C'est la raison pour laquelle leur progression est particulièrement soutenue dans le scénario 1, avec plus de 500 000 accumulateurs décentralisés en 2040 et dans le scénario 3, avec 700 000 accumulateurs décentralisés. Le scénario 2 table, quant à lui, sur environ 200 000 accumulateurs en 2040.

Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Installations de stockage	Puissance de pompage ou de charge [MW]			Capacité de stockage [GWh]		
Source: PE2050+						
Pompes des centrales à pompage-turbinage	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Accumulateurs décentralisés	-	1 220	5 550	-	0,61	2,78

Tableau 15: Évolution des installations de stockage dans le scénario 1 selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée)

¹³ Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, 2021, <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-84018.html>

Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Installations de stockage Source: PE2050+	Puissance de pompage ou de charge [MW]			Capacité de stockage [GWh]		
Pompes des centrales à pompage-turbinage	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Accumulateurs décentralisés	-	960	2 330	-	0,48	1,16

Tableau 16: Évolution des installations de stockage dans le scénario 2 selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée)

Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Installations de stockage Source: PE2050+	Puissance de pompage ou de charge [MW]			Capacité de stockage [GWh]		
Pompes des centrales à pompage-turbinage	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Accumulateurs décentralisés	-	1 530	6 940	-	0,76	3,47

Tableau 17: Évolution des installations de stockage dans le scénario 3 selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée)

6.3 Gestion de la charge

La gestion de la charge chez les clients finaux est appelée «Demand-Side Management» (DSM) ou, si la consommation est gérée au moyen de signaux de prix, «Demand-Side Response» (DSR). 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.

Le SC CH représente la part flexible des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des installations PtX. La modélisation permet de différer le soutirage de la puissance pour la part flexible des véhicules électriques, des pompes à chaleur et les installations PtX. La part flexible peut être différée selon la puissance de charge des véhicules, la puissance électrique des pompes à chaleur, la capacité des accumulateurs ou la capacité de stockage de la chaleur des bâtiments. En 2030, cette part représentera par exemple entre 71 et 84 % de la consommation des pompes à chaleur des ménages. La part non flexible de la consommation est soutirée en fonction des profils de charge types pour les véhicules électriques et les pompes à chaleur. En 2040, entre 67 et 70 % de l'énergie nécessaire aux véhicules électriques, par exemple, sera soutirée selon un profil de charge non flexible. On part du principe que les installations PtX sont flexibles à 100%; elles se trouvent généralement à proximité immédiate des centrales au fil de l'eau. En principe, elles fonctionnent en continu, mais leur exploitation peut être suspendue si la situation en matière d'approvisionnement devient critique (p. ex. à la fin de l'hiver), lorsque le niveau des lacs de retenue est bas.

Dans les tableaux suivants, les véhicules électriques comportent uniquement les véhicules électriques à batterie, sans les véhicules hybrides rechargeables et les véhicules à pile à combustible. Les poids lourds électriques et les bus, considérés comme non flexibles, n'y figurent pas non plus et ont été décrits au chapitre 5.2. Avec environ 2 millions de voitures de tourisme électriques et 200 000 véhicules utilitaires légers électriques à l'horizon 2040, la diffusion des véhicules électriques est identique dans les scénarios 1 et 2.

Le nombre des pompes à chaleur dans les ménages privés et dans le secteur des services est légèrement supérieur dans le scénario 2 par rapport au scénario 1. Dans le scénario 3, toute l'évolution est un peu plus lente. L'annexe 10.1 présente d'autres hypothèses relatives au nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur.

Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flexibilité Source: PE2050+	Nombre [n]			Part flexible [%]		
Voitures de tourisme électriques	27 000	498 000	1 962 000	-	17	33
Véhicules utilitaires légers électriques	700	45 000	203 000	-	17	33
Pompes à chaleur dans les ménages	287 000	669 000	997 000	-	80	76
Pompes à chaleur dans le secteur des services (agriculture incl.)	4 300	7 700	11 500	-	51	44
Installations Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Tableau 18: Hypothèses relatives à la flexibilité dans le scénario 1 selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée)

Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flexibilité Source: PE2050+	Nombre [n]			Part flexible [%]		
Voitures de tourisme électriques	27 000	522 000	2 158 000	-	17	33
Véhicules utilitaires légers électriques	700	48 000	223 000	-	17	33
Pompes à chaleur dans les ménages	287 000	703 000	1 097 000	-	77	70
Pompes à chaleur dans le secteur des services (agriculture incl.)	4 300	8 000	12 700	-	52	44
Installations Power-to-X	0	5	29	-	100	100

Tableau 19: Hypothèses relatives à la flexibilité dans le scénario 2 selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flexibilité Source: PE2050+	Nombre [n]			Part flexible [%]		
Voitures de tourisme électriques	27 000	460 000	1 656 000	-	15	30
Véhicules utilitaires légers électriques	700	33 000	164 000	-	15	30
Pompes à chaleur dans les ménages	287 000	601 000	845 000	-	91	93
Pompes à chaleur dans le secteur des services (agriculture incl.)	4 300	6 900	8 700	-	57	52
Installations Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Table 20: Hypothèses relatives à la flexibilité dans le scénario 3 selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée)

7 Étranger

Le réseau de transport suisse dépend fortement des évolutions dans le secteur de l'énergie, de la politique énergétique de l'UE ainsi que de l'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité. Le SC CH comprend ainsi des directives relatives à l'évolution dans le secteur de l'énergie en Europe et au niveau des capacités transfrontalières à prendre en compte dans la simulation du marché.

7.1 Développement dans le secteur de l'énergie

Pour prendre en compte des développements dans le secteur de l'énergie en Europe, il convient de considérer, outre les PE2050+, les scénarios d'ENTSO. En juillet 2020, ENTSO a publié les scénarios européens pour l'électricité et le gaz pour le TYNDP 2020 [2].

S'agissant du développement dans l'UE, les scénarios 1 et 3 reposent sur le scénario «Distributed Energy» (cf. à ce propos les explications au ch. 3), qui table sur davantage d'installations de production décentralisées et une forte croissance du photovoltaïque, du biogaz et du «Power-to-Gas». Les «prosommateurs» figurent au premier plan et prennent activement part au marché de l'énergie. En ce qui concerne le développement dans l'UE, le scénario 2 se réfère au scénario «Global Ambition», qui prévoit davantage d'installations de production centralisées rendues plus avantageuses grâce aux effets d'échelle. Il s'agit notamment des installations éoliennes en mer dans le nord et des grandes installations photovoltaïques dans le sud de l'Europe. Dans l'ensemble, cela se traduira par une augmentation des quantités en transit entre les pays européens.

Dans sa simulation du marché réalisée dans le cadre de la planification du réseau, Swissgrid identifie, au moyen des indicateurs du SC CH pour la Suisse et des scénarios susmentionnés pour l'Europe, quels flux d'électricité seront disponibles à l'avenir et elle peut les prendre dûment en compte pour la planification du réseau.

7.2 Représentation des capacités transfrontalières

Les capacités de transport de l'électricité entre les pays et entre les différentes zones de marché forment la base sur laquelle reposent le négoce et l'échange d'électricité. La capacité de transfert nette (*Net Transfer Capacity, NTC*) a fait ses preuves en tant que mesure fiable à la frontière suisse pour déterminer le niveau des capacités transfrontalières commercialement utilisables en tenant compte de la sécurité du réseau. Les valeurs NTC divergent par conséquent des capacités installées physiques des lignes transfrontalières.

Dans l'exploitation opérationnelle du réseau, les valeurs NTC sont harmonisées avec le gestionnaire de réseau de distribution (appelé en l'occurrence *Transmission System Operator* [TSO]) voisin pour chaque frontière suisse et chaque heure, et ce pour l'importation et l'exportation. Elles sont mises progressivement à disposition au moyen de ventes aux enchères annuelles, mensuelles et quotidiennes ainsi que d'allocations intraday. Contrairement aux frontières suisses, de vastes parties de l'Europe ont déjà introduit le couplage des marchés fondé sur les flux (*Flow-Based Market Coupling, FBMC*) automatisé pour déterminer les capacités et leur attribution dans l'exploitation quotidienne des réseaux de transport. Jusqu'à présent, l'Europe a utilisé les valeurs NTC pour la planification à long terme du réseau. À l'avenir, l'utilisation de la procédure fondée sur les flux sera également possible.

Le tableau ci-après présente les valeurs NTC maximales pour 2020 et 2025 par frontière et par direction pour un réseau complet. Les valeurs NTC pour 2025 tiennent compte du réseau de transport européen actuel et des projets de développement du réseau mis en œuvre et entrés en service à l'horizon 2025. Ces derniers sont déjà en cours, voire bien avancés. Les augmentations des valeurs NTC ont été harmonisées avec les TSO voisins.

Année	2020	2025
Capacités transfrontalières (NTC) Source: Swissgrid / réseau de référence TYNDP 2020	Capacité [MW]	
AT -> CH (importation)	1 200	1 200
DE -> CH (importation)	2 000	3 000
FR -> CH (importation)	3 700	3 700
IT -> CH (importation)	1 910	1 910
CH -> AT (exportation)	1 200	1 200
CH -> DE (exportation)	4 000	4 200
CH -> FR (exportation)	1 400	1 700
CH -> IT (exportation)	4 800	5 000

Tableau 21: Valeurs NTC 2020 et valeurs NTC 2025 par frontière et par direction, pour un réseau complet

En outre, les règles actuelles prévues dans le «*Clean Energy Package*» de l'UE visant une optimisation des capacités commerciales entre les États de l'UE peuvent avoir des répercussions sur les capacités d'importation de la Suisse. Cela concerne notamment les prescriptions relatives à la capacité minimale pour le négoce: en vertu de celles-ci, à partir de fin 2025, les pays européens doivent réserver au moins 70% de leurs capacités transfrontalières au négoce entre États membres de l'UE.

Les capacités transfrontalières effectivement disponibles pour l'approvisionnement en électricité seront, dans la pratique quotidienne, inférieures aux valeurs maximales pour un réseau complet mentionnées dans le tableau 21. Elles dépendront de la disponibilité du réseau et du parc de centrales électriques, de la production et de la consommation attendues ainsi que de la sollicitation du réseau dans les pays voisins. La limitation prévisible des possibilités d'exportation des pays voisins et les possibilités d'importation réduites qui en découlent pour la Suisse doivent être prises en compte dans les considérations sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité au même titre que les analyses sur l'adéquation du système, en lien avec l'étude des risques.

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. Si tel n'est pas le cas, l'importation d'électricité se trouverait réduite de façon permanente, y compris pendant les périodes de l'année où les pays voisins de la Suisse seraient en mesure d'exporter. En outre, Swissgrid peut présenter des valeurs NTC divergentes pour 2030 et 2040 dans le cadre de l'élaboration des plans pluriannuels. Il en va de même pour l'EICOM au moment de l'examen de ceux-ci.

8 Autres directives

Le présent chapitre contient des données de référence sur le secteur de l'énergie que les gestionnaires de réseau doivent prendre en compte dans leurs simulations. Le niveau des prix des matières premières et du CO₂ influence, entre autres, l'utilisation des centrales électriques et le prix de gros de l'électricité.

Le SC CH utilise les mêmes données-cadres que les PE2050+. Cela permet de garantir que les scénarios soient cohérents en soi. Des données de référence supplémentaires peuvent être tirées directement de la documentation des PE2050+ et, à défaut, de la documentation actuelle d'ENTSO concernant le TYNDP 2020.

Année Scénario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Prix des matières premières Source: <i>World Energy Outlook (WEO) 2018, PE2050+</i>							
Charbon [USD par MWh]	12	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Pétrole brut [USD par baril]	70	72	72	72	64	64	64
Gaz naturel [USD par MWh]	24	26	26	26	26	26	26
Prix du CO₂ Source: <i>WEO 2018, PE2050+</i>							
CO ₂ [USD par t]	28	33	33	33	140	140	140
Économie Source: <i>OFS 2015, SECO 2019</i>							
Population [milliers]	8 624	9 492	9 492	9 492	10 016	10 016	10 016
Produit intérieur brut [milliards de CHF]	703	805	805	805	893	893	893
Climat Source: <i>MétéoSuisse</i>							
Degrés-jours de chauffage	3 191	3 105	3 105	3 105	3 054	3 054	3 054
Degrés-jours de refroidissement	175	193	193	193	198	198	198

Tableau 22: Autres directives pour la planification du réseau

Source: [3] Fichier Excel «Ergebnissynthese», feuille 01 «Annahmen und Rahmendaten»

8.1 Prix des matières premières et du CO₂

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) publie chaque année son rapport «*World Energy Outlook*» [6], qui présente des prévisions à moyen et à long terme fondées sur différents scénarios. Ce rapport inclut l'évolution des prix des matières premières et du CO₂ sur la base de l'évolution des prix selon le scénario «Développement durable» de l'AIE («*Sustainable Development Scenario*», SDS) dans le cas du SC CH. En principe, l'évolution des prix du CO₂ repose sur les mêmes scénarios que ceux élaborés par l'AIE pour les prix des matières premières. Pour 2030, il est également possible d'utiliser les prix du scénario «Nouvelles politiques» («*New Policies Scenario*», NPS) (33 USD par tonne de CO₂) afin de tenir compte de la politique européenne à l'horizon 2030. Pour l'année cible 2040, il est possible d'utiliser les prix du scénario SDS du «*World Energy Outlook*» (140 USD par tonne de CO₂). Avec le scénario NPS, le prix serait de 38 USD par tonne de CO₂.

8.2 Données de référence macroéconomiques

En principe, tous les scénarios admettent les mêmes données de référence macroéconomiques concernant la population, la performance économique et les transports. Les données de référence concernant la population sont issues des résultats du scénario de référence A-00-2015 tirés de l'étude publiée en 2015 par l'Office fédéral de la statistique (OFS) [7]. Celles relatives à l'évolution de la performance économique proviennent des prévisions sur l'évolution du produit intérieur brut (PIB) du Secrétariat d'État à l'économie (SECO) [8]. Les données de référence relatives aux transports reposent sur les résultats des Perspectives d'évolution du transport 2040 de l'Office fédéral du développement territorial (ARE) [9]. Dans tous les scénarios, le SC CH utilise le scénario de référence des Perspectives d'évolution du transport 2040.

8.3 Climats et données météorologiques

Dans les PE2050+, les données météorologiques tirées des données de réanalyse «MERRA-2» de la NASA ont constitué la base sur laquelle les profils d'injection du photovoltaïque et de l'éolien ont été calculés¹⁴. Pour les modélisations, le choix de l'année météorologique s'est porté sur l'année 2012, en raison des différents défis auxquels le système électrique a alors été soumis (températures basses en février combinées à des vitesses de vents et un rayonnement solaire plus faibles, voir l'expression allemande «*kalte Dunkelflaute*»).

Dans ses scénarios, ENTSO se réfère aux données météorologiques de sa «Pan European Climate Database» (PECD). Il est également possible de déduire de ces données des profils d'injection pour le photovoltaïque et l'éolien.

¹⁴ NASA MERRA-2 Reanalysis Data: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

9 Étude des risques

Le SC CH est un scénario-cadre d'économie énergétique qui montre les évolutions possibles des moteurs du développement du réseau, à l'instar des capacités de production, de la consommation d'électricité et des installations de stockage. Et ce, comme base pour la conception des réseaux électriques. Au regard des risques potentiels, il est nécessaire de contrôler la solidité de la planification du réseau cible par les gestionnaires de réseau. Dans le cadre de la planification du réseau, il convient d'évaluer la robustesse de la future extension du réseau par rapport aux risques et aux situations de crise imaginables. Également sous l'angle de l'art. 8, al. 1, LApEI, selon lequel les gestionnaires de réseau sont responsables de pourvoir à un réseau électrique sûr, performant et efficace. Si le contrôle précité devait donner lieu à des exigences étendues pour les réseaux électriques, les gestionnaires de réseau des NR1 et NR3 devraient en tenir compte dans leurs plans pluriannuels en vertu de l'art. 9d, al. 1, LApEI. Cela peut rendre des investissements supplémentaires nécessaires dans le réseau électrique pour maintenir la stabilité du réseau électrique suisse, sa performance et garantir une sécurité d'approvisionnement élevée.

En complément des trois scénarios d'économie énergétique «Référence», «Divergence» et «Couplage des secteurs» du SC CH, il est en particulier nécessaire de tenir compte, dans une étude des risques pour la planification du réseau cible, des risques et des évolutions présentés ci-dessous.

9.1 Conséquences de la guerre en Ukraine pour l'approvisionnement énergétique en Europe

La guerre en Ukraine, les sanctions économiques de l'UE visant le charbon et le pétrole et un possible arrêt des livraisons de gaz russe vers l'Europe risquent d'affaiblir la sécurité d'approvisionnement en Europe. Sur plusieurs marchés de l'électricité, ce sont les centrales à gaz qui fixent par moments (p. ex. en cas de faible production photovoltaïque et/ou éolienne et de forte demande en électricité) le prix marginal sur le marché boursier de l'électricité (principe de préséance économique ou *merit order*), ce qui conduit actuellement à des prix élevés de l'électricité en Europe. Si le gaz vient à manquer, de nombreuses centrales à gaz en Europe ne sont potentiellement plus disponibles, ou ne le sont que de manière limitée, et elles doivent être adaptées à d'autres combustibles (p. ex. biogaz, hydrogène, pétrole). Par ailleurs, la disposition des pays voisins à exporter de l'électricité a tendance à baisser, en particulier pendant les mois d'hiver.

Étant donné la guerre en Ukraine, la Commission européenne a présenté un plan qui doit permettre de rendre l'Europe indépendante des combustibles fossiles en provenance de la Russie, en premier lieu le gaz, bien avant 2030. Le plan «REPowerEU» vise à diversifier l'approvisionnement en gaz et à accélérer l'introduction de gaz d'origine renouvelable pour le chauffage et la production d'électricité. Ce plan accélérera la transformation du mix énergétique dans les États membres de l'UE et conduira, le cas échéant, à des changements des flux d'électricité en Europe et en Suisse. Cela concerne des flux de charge qui seront modifiés dans le réseau de transport ainsi que des réinjections d'électricité en provenance des réseaux de distribution, avec pour conséquence une répartition différente des importations et des exportations par rapport à aujourd'hui (p. ex. situation des exportations vers le nord).

9.2 Absence d'accord sur l'électricité

L'absence provisoire d'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE peut se répercuter sur tous les scénarios du SC CH. Pour l'essentiel, un accord sur l'électricité comporterait la reprise de l'acquis communautaire¹⁵ et réglerait l'accès aux plateformes de marché européennes ainsi que le couplage des marchés¹⁶ y relatif.

Sans accord sur l'électricité, il faudra notamment trouver des règles séparées pour inclure Swissgrid dans les processus techniques, afin d'assurer la sécurité de l'exploitation du réseau de transport suisse¹⁷. Il est notamment question ici de flux de charges non planifiés, de l'augmentation de la

¹⁵ L'«acquis communautaire» désigne le socle commun de droits et d'obligations qui lie l'ensemble des États membres de l'UE. Le corpus juridique de l'UE est appelé de façon succincte l'«acquis».

¹⁶ Couplage de l'adjudication de l'électricité et des capacités pour une utilisation plus efficace des capacités de transport disponibles dans une mesure limitée entre les différents pays ou zones d'offres.

¹⁷ Fin 2021, Swissgrid a pu signer un contrat à la frontière sud avec la zone de calcul de capacité Italy North. Celle-ci comprend les capacités frontalières entre l'Italie, l'Autriche, la Slovaquie et la France. Désormais, la Suisse est entièrement impliquée dans les méthodes transfrontalières de calcul de la capacité et dans les processus de redispatch

charge sur les éléments critiques du réseau et du recours accru au *redispatching*. Des règles provenant du «*Clean Energy Package*» de l'UE peuvent avoir des répercussions sur les capacités d'importation de la Suisse. En outre, l'absence d'accès au marché aura tendance à provoquer une augmentation des prix dans le commerce de gros et des possibilités de commercialisation restreintes de la production d'électricité suisse à l'étranger, notamment celle des centrales hydroélectriques suisses. Globalement, l'absence d'accord sur l'électricité aura un impact négatif sur l'exploitation des systèmes des réseaux électriques, sur les capacités d'importation et sur l'économie.

9.3 Importations d'électricité insuffisantes

La guerre en Ukraine et l'absence d'accord sur l'électricité peuvent se répercuter négativement sur les possibilités d'importation de la Suisse. Le rapport de Frontier Economics [10], qui a analysé les conséquences d'une absence de coopération avec l'UE, esquisse un scénario de crise possible. Il expose la possibilité d'une pénurie temporaire d'électricité en 2025, en se fondant sur un scénario de crise où les centrales nucléaires de Beznau 1 et 2 ainsi qu'un tiers de la capacité des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles. Avec la guerre en Ukraine, les risques liés à l'approvisionnement en électricité et la probabilité d'importations d'électricité limitées ont encore augmenté, par exemple en raison des sanctions de l'UE ou de la suspension des livraisons de gaz.

9.4 Désaffectation anticipée des centrales nucléaires suisses

Pour le SC CH, une durée de vie de 50 ans a été admise pour les centrales nucléaires suisses afin de garantir la comparabilité des scénarios. Indépendamment du scénario d'économie énergétique, un arrêt et une désaffectation immédiats ou anticipés des centrales nucléaires suisses constituent un risque à envisager. Les raisons pourraient notamment en être une pénurie de combustible (uranium), des conditions fixées par l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) concernant des mises à niveau et/ou des restrictions d'exploitation ou des décisions opérationnelles des exploitants. L'infrastructure du réseau électrique suisse doit pouvoir garantir le transport de l'électricité en quantité suffisante en Suisse – en particulier du sud vers le nord – y compris en cas d'arrêt immédiat et durable des centrales nucléaires suisses.

9.5 Pénurie d'électricité

Dans le «Rapport sur l'analyse nationale des risques. Catastrophes et situations d'urgence en Suisse 2020» [11] de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) du 26 novembre 2020, la probabilité d'occurrence d'une grave pénurie d'électricité¹⁸ est indiquée comme une fois tous les 30 ans. Avec la guerre en Ukraine, les risques liés à l'approvisionnement en électricité et la probabilité d'une grave pénurie d'électricité ont encore augmenté. En cas de grave pénurie d'électricité, la loi sur l'approvisionnement du pays (LAP) donne au Conseil fédéral la compétence de prendre des mesures de réglementation pour maintenir en équilibre l'offre et la demande en électricité. Les mesures de réglementation prévues telles que le contingentement, la gestion centralisée de l'offre, le délestage et les restrictions à l'exportation peuvent avoir des répercussions sur l'exploitation du système et les flux de charge.

9.6 Retard dans les projets de réseau des pays voisins et de la Suisse

La réalisation retardée des projets de réseau dans les pays voisins et en Suisse représente un risque. Des mesures d'extension du réseau qui y sont prévues ces prochaines années conformément au TYNDP et à la planification des projets d'intérêt commun (*Projects of Common Interest, PCI*), ne seront peut-être pas concrétisées, ou pas à temps. En conséquence, les augmentations visées des capacités

et de coordination de la sécurité. Ce contrat a permis de débloquer provisoirement la situation à la frontière sud de la Suisse. Les travaux sont encore en cours avec la zone de calcul de capacité CORE pour la frontière nord. Celle-ci comprend l'Allemagne, la France, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg, la Pologne, la République tchèque, l'Autriche, la Hongrie, la Slovaquie, la Croatie et la Roumanie.

¹⁸ En vertu du dossier sur les dangers «Pénurie d'électricité» de l'OFPP, une pénurie grave d'électricité se définit comme suit: intensité majeure (c.-à-d. sous-approvisionnement électrique atteignant -30%), appels aux économies auprès de la population et des entreprises, limitations de consommation pour certaines utilisations pendant douze semaines, contingentement des gros consommateurs pendant douze semaines, gestion centralisée des centrales électriques pendant douze semaines, limitation coordonnée avec les pays voisins des échanges énergétiques transfrontaliers durant douze semaines, délestages temporaires nécessaires (durant deux semaines) et pannes d'électricité incontrôlées pas exclues.

frontalières commercialement exploitables ne seraient en fin de compte pas disponibles, ce qui se répercuterait à son tour sur la capacité d'importation de la Suisse.

La réalisation de projets d'extension du réseau électrique peut également prendre du retard en Suisse. Des projets qui relèvent de la planification stratégique du réseau 2025 pour le réseau de transport (RS 2025) [1] d'ici à 2030 ou 2040, en particulier, ne sont pas encore, ou pas intégralement, mis en œuvre. Le réseau stratégique 2040 (RS 2040) doit tenir compte de ces circonstances.

10 Annexe

10.1 Informations supplémentaires sur la mobilité électrique et les pompes à chaleur

Les tableaux suivants présentent des données détaillées supplémentaires concernant les véhicules électriques et les pompes à chaleur, conformément aux estimations modélisées des PE2050+. Ces données doivent permettre de mieux comprendre les indications sur la consommation électrique fournies aux chapitres 5.2 et 5.3. La composition de l'ensemble du parc de véhicules se trouve dans les PE2050+ [3].

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Nombre [n]								
Voitures de tourisme électriques		27 000	498 000	522 000	460 000	1 962 000	2 158 000	1 666 000
Véhicules utilitaires légers électriques		700	45 000	48 000	33 000	203 000	223 000	164 000
Poids lourds électriques		28	900	900	800	4 400	4 800	4 100
Bus électriques		23	700	800	400	2 600	2 800	1 700
Véhicules hybrides rechargeables		16 000	387 000	406 000	379 000	769 000	846 000	692 000

Tableau 23: Évolution du parc de véhicules électriques selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

La puissance de charge moyenne indiquée dans le tableau suivant correspond à la puissance des stations de recharge dans les ménages et sur le lieu de travail. Les stations de recharge publiques offrent des puissances plus élevées. Dans les PE2050+, on part du principe que 10% des processus de charge ont lieu sur des stations de recharge publiques.

Source: PE2050+	Année	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Voitures de tourisme et véhicules utilitaires légers électriques		4,9	6,0	7,0	72,1	97,8	109,0
Poids lourds et bus électriques		9,8	12,0	14,0	637,8	832,3	916,7

Tableau 24: Hypothèses relatives à la puissance de charge moyenne et à la capacité des batteries des véhicules électriques selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée)

Le tableau suivant indique le nombre de pompes à chaleur. La composition de la production de chaleur globale peut être consultée dans les PE2050+.

Source: PE2050+	Année Scénario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Nombre [n]								
Pompes à chaleur dans les ménages		287 000	669 000	703 000	601 000	997 000	1 097 000	845 000
Pompes à chaleur dans l'industrie		1 400	1 900	2 000	1 400	2 400	2 600	1 400
Pompes à chaleur dans le secteur des services (agriculture incl.)		4 300	7 700	8 000	6 900	11 500	13 300	8 700
Grande pompe à chaleur pour le chauffage à distance		-	1 600	1 700	700	3 300	3 700	1 000

Tableau 25: Évolution du nombre de pompes à chaleur selon l'estimation modélisée des PE2050+ (non publiée), consommation d'électricité sc. 2 avec marge de sécurité pour 2030 (+5%) et 2040 (+10%).

10.2 Indicateurs des scénarios du plan décennal de développement du réseau 2020

La figure suivante présente l'évolution des indicateurs pour les 28 états membres de l'UE selon les scénarios du TYNDP 2020 d'ENTSO [2]. La production d'électricité à partir du photovoltaïque, le biogaz et le «Power-to-Gas» connaissent l'évolution la plus importante dans le scénario «Distributed Energy». L'évolution la plus marquée pour l'éolien se trouve dans le scénario «Global Ambition».

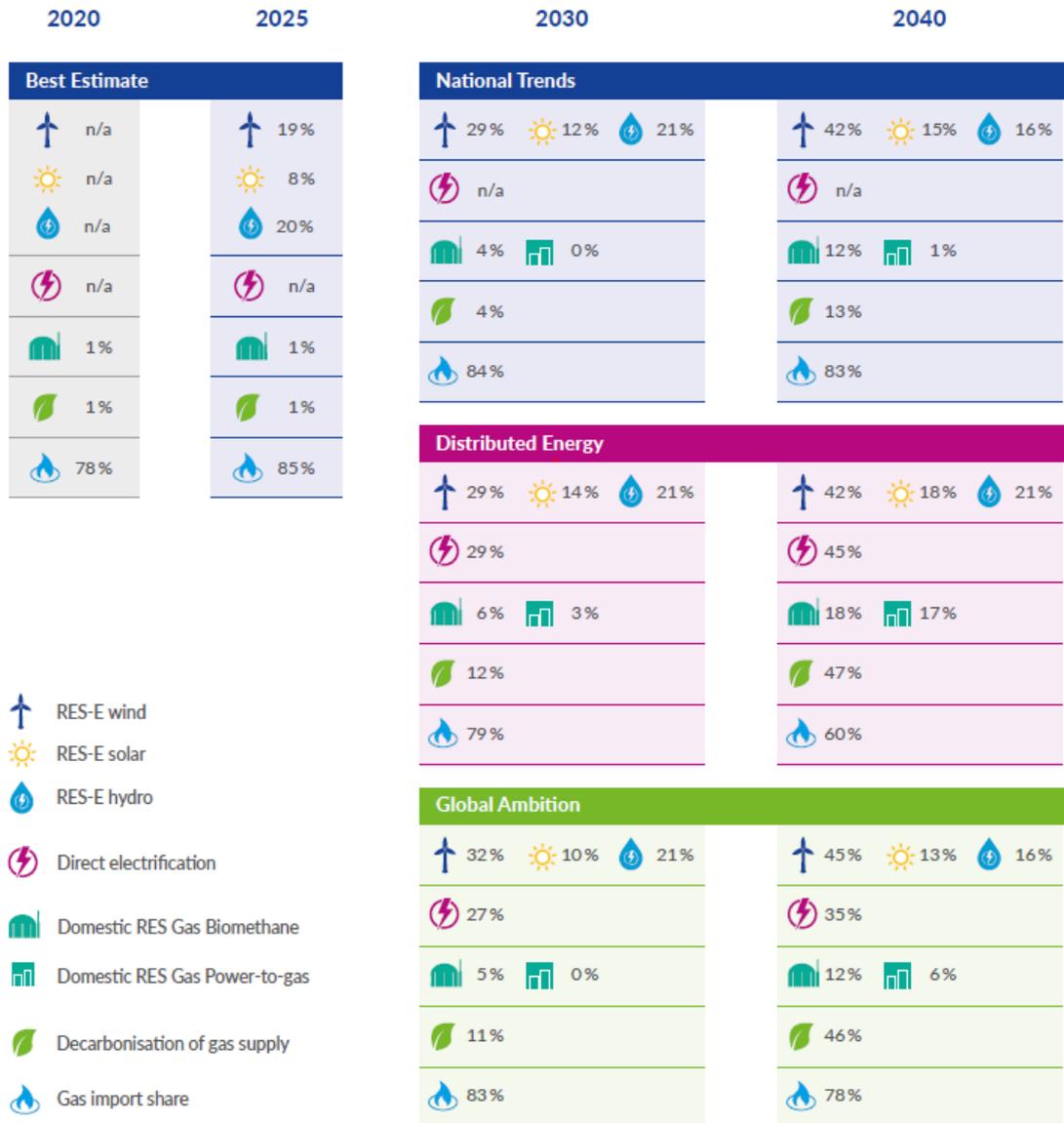


Figure 11: Évolution des indicateurs des scénarios pour les 28 États membres de l'UE selon le TYNDP 2020 d'ENTSO.

Abréviations

AEE	Organisation faitière de l'économie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique
AES	Association des entreprises électriques suisses
AIE	Agence internationale de l'énergie
ARE	Office fédéral de l'aménagement du territoire
ASAE	Association suisse pour l'aménagement des eaux
BEV	Véhicule électrique à batterie (<i>Battery electric Vehicle</i>)
CBA	<i>Cost-Benefit Analysis</i>
CCC	Centrale à gaz à cycle combiné
CCF	Couplage chaleur-force
CFF	Chemins de fer fédéraux
CH	Confoederatio Helvetica
CHF	Franc suisse
CHPT	Centrale hydraulique à pompage-turbinage
CN	Centrale nucléaire
CO ₂	Dioxyde de carbone
DC	Distribution Code
DE	Scénario «Distributed Energy» du TYNDP 2020
dena	Deutsche Energie-Agentur (agence allemande de l'énergie)
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
DSM	Demand-Side Management
DSR	Demand-Side Response
EAE	Entreprise d'approvisionnement en énergie
EICom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSO	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport
FBMC	Couplage des marchés fondé sur les flux (<i>Flow-Based Market Coupling</i>)
FCEV	Véhicule électrique à pile à combustible (<i>fuel cell electric vehicle</i>)
FSE	Fondation suisse de l'énergie
GA	Scénario «Global Ambition» du TYNDP 2020
GES	Gaz à effet de serre
GJ	Gigajoule
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution (NR3-7)
GRT	Gestionnaire de réseau de transport (NR1)
GT CRDR	Groupe de travail pour la coopération régionale du développement du réseau
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
Hz	Hertz
IFSN	Inspection fédérale de la sécurité nucléaire
kV	Kilovolt
LAP	Loi sur l'approvisionnement du pays
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LAT	Loi sur l'aménagement du territoire
LEne	Loi sur l'énergie
MW	Mégawatt
NCCS	National Centre for Climate Services
NECP	National Energy and Climate Plan de tous les États membres de l'UE
NET	Technologie d'émission négative
NPE	Scénario «nouvelle politique énergétique» – issu des PE2050
NR	Niveau de réseau
NT	Scénario «National Trends» du TYNDP 2020
NTC	Capacité de transfert nette (<i>Net Transfer Capacity</i>)

OApEI	Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité
OAT	Ordonnance sur l’aménagement du territoire
OFEN	Office fédéral de l’énergie
OFEV	Office fédéral de l’environnement
OFS	Office fédéral de la statistique
OFT	Office fédéral des transports
ORARE	Optimisation du réseau avant renforcement et avant extension
PE	Perspectives énergétiques
PECD	Pan European Climate Database
PHEV	Véhicule électrique hybride rechargeable (<i>Plug-in-Hybrid electric vehicle</i>)
PIB	Produit intérieur brut
PL	Poids lourd
PPA	Scénario «Poursuite de la politique actuelle» tiré des PE2050 et des PE2050+
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d’électricité
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaïque
RCP	<i>Representative Concentration Pathway</i>
RhB	Chemins de fer rhétiques
RS 2025	Réseau stratégique 2025 de Swissgrid
SC CH	Scénario-cadre pour la Suisse
SC	Scénario-cadre
SE 2050	Stratégie énergétique 2050
SECO	Secrétariat d’État à l’économie
t	Tonne
TSO	<i>Transmission System Operator</i> (= GRT)
TWh	Térawattheure
TYNDP	Plan décennal de développement du réseau (Ten-year Network Development Plan) d’ENTSO
UE	Union européenne
UIOM	Usine d’incinération des ordures ménagères
USD	Dollar américain
VT	Voiture de tourisme
VUL	Véhicule utilitaire léger
WEO	<i>World Energy Outlook</i>

Bibliographie

1	Rapport sur le réseau stratégique 2025, Swissgrid, 2015 https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sq2025-technical-report-fr.pdf
2	TYNDP 2020 Scenario Report, ENTSO, 2020 (en anglais uniquement) https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf
3	Perspectives énergétiques 2050+, OFEN, 2021 https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html
4	Potentiel hydroélectrique de la Suisse, OFEN, 2019 https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html
5	Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, DETEC, 2021 https://www.admin.ch/gov/fr/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-86432.html
6	World Energy Outlook, AIE, 2019 (en anglais uniquement) https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019
7	Les scénarios de l'évolution de la population de la Suisse 2015 –2045, OFS, 2015 https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/350327/master
8	Scénarios de l'évolution du PIB suisse, SECO, 2019 https://www.seco.admin.ch/seco/fr/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumspolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html
9	Perspectives d'évolution du transport 2040, ARE, 2016 https://www.are.admin.ch/are/fr/home/mobilite/bases-et-donnees/perspectives-transport.html
10	Rapport «Analyse Stromzusammenarbeit CH–EU», Frontier Economics, 2021 (en allemand uniquement) https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf Résumé disponible en français: Approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025 – Résumé de l'étude «Analyse Stromzusammenarbeit CH–EU» https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68528.pdf
11	Rapport sur l'analyse nationale des risques. Catastrophes et situations d'urgence en Suisse 2020, OFPP, 2020 https://www.babs.admin.ch/content/babs-internet/fr/aufgabenbabs/gefahrdrisiken/natgefahrdanalyse/_jcr_content/contentPar/tabs/items/fachunterlagen/tabPar/downloadlist/downloadItems/36_1461911540063.download/KNSRisikobericht2020-fr.pdf