

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Case postale
5001 Aarau
Suisse

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Planification du réseau chez Swissgrid

Comment Swissgrid développe le réseau de transport suisse

Date 30 avril 2025

Swissgrid façonne le réseau de transport suisse pour les générations futures. En planifiant le réseau de façon prévoyante et conforme à la législation, Swissgrid garantit un approvisionnement en électricité stable, performant et efficace. Le développement coordonné du réseau repose sur des considérations transparentes, des principes durables et l'implication de toutes les parties prenantes concernées.

Ce document donne un aperçu de la méthodologie et des principes centraux utilisés pour planifier le réseau à long terme chez Swissgrid.

Table des matières

1	Executive Summary	3
2	Structure du document	4
3	Introduction	4
3.1	Histoire de la planification stratégique du réseau en Suisse	4
3.2	Cadre réglementaire	5
3.2.1	Exigences réglementaires pour la Suisse	5
3.2.2	Dispositions réglementaires européennes	6
4	Aperçu du processus de développement du réseau	7
5	Objectifs, conditions générales et principes de planification pour le Réseau stratégique	9
5.1	Objectifs de la planification stratégique du réseau	10
5.2	Conditions générales pour la planification du réseau	10
5.3	Principes de planification pour le Réseau stratégique	12
6	Processus pour définir le Réseau stratégique	14
7	Scénarios et régionalisation	15
7.1	Scénario-cadre pour la Suisse	15
7.2	Régionalisation de la Suisse	16
7.3	Régionalisation à l'étranger	21
8	Détermination du réseau initial	21
9	Création du réseau de référence	22
9.1	Description du processus de création du réseau de référence	22
10	Création du réseau cible	24
10.1	Coordination du réseau de référence avec les gestionnaires de réseau	24
10.2	Analyse coûts/bénéfices (CBA)	24
10.3	Tests de résistance	27
11	Réseau stratégique	27
12	Glossaire et abréviations	28
12.1	Glossaire	28
12.2	Abréviations	30
13	Index des illustrations	31

1 Executive Summary

Les principales tâches légales de Swissgrid¹ sont le développement constant du réseau de transport suisse et la coordination avec les autres gestionnaires de réseau. Elle apporte ainsi sa contribution à la mise en œuvre de la stratégie énergétique et à un approvisionnement en électricité sûr, performant et efficace au cours des prochaines décennies.

Dans le cadre du projet Réseau stratégique, Swissgrid met régulièrement à jour sa planification à long terme du réseau et la publie. La base légale a été élaborée dans la nouvelle loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques) et inscrite dans les articles 9a à d de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7).

Il est prévu que le Conseil fédéral approuve le scénario-cadre suisse (SC CH) élaboré par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) après une consultation publique.

Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution raccordés au réseau de transport (réseau de distribution haute tension, niveau de réseau 3) régionalisent les directives nationales du SC CH sur les nœuds électriques de leurs réseaux. Une fois que le Conseil fédéral a approuvé le SC CH, Swissgrid dispose, conformément à l'art. 9d, al. 1 de la LApEI, de neuf mois pour déterminer les besoins en développement du réseau de transport – ce que l'on appelle le Réseau stratégique – et pour les soumettre à l'ElCom pour examen. La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) doit communiquer par écrit à Swissgrid le résultat de l'examen dans les neuf mois suivant le dépôt (art. 22, al. 2bis LApEI). Swissgrid procède ensuite à la publication de son Réseau stratégique.

Ce processus se répète tous les quatre ans.

Le présent document définit la manière dont Swissgrid procède pour planifier le réseau à long terme. Les objectifs de la planification du réseau, les conditions générales et les principes centraux de la planification du réseau, qui constituent les lignes directrices du processus de planification actuel et futur, y sont expliqués.

Pour Swissgrid, il est important de planifier un réseau qui soit durable, qui préserve les ressources, qui respecte l'environnement et qui soit efficace sur le plan économique. Le réseau du futur doit être stable et fiable en termes de fonctionnement. Le développement du réseau ne se fait pas sur réserve, mais sur la base d'évaluations compréhensibles et transparentes. Swissgrid intègre toutes les parties prenantes concernées dans sa planification du réseau et communique de manière transparente et compréhensible. Cette démarche permet de coordonner la planification d'extension et d'éviter les investissements parallèles et les zones d'ombre.

Le présent document («Planification du réseau chez Swissgrid») est publié sur le site Internet de Swissgrid et est adapté si nécessaire.

¹ Cf. LApEI, art. 8, al. 1 et art. 9a-d.

2 Structure du document

Le présent document s'articule autour des chapitres suivants:

1. Le **chapitre 3** sert d'**introduction**. Il esquisse les objectifs de ce document, résume l'histoire de la planification à long terme du réseau ainsi que le cadre réglementaire en Suisse et en Europe.
2. Le **chapitre 4** donne une vue d'ensemble du **processus de planification du réseau**.
3. Le **chapitre 5** décrit les **objectifs du processus de planification du réseau**, les **conditions générales** pertinentes et les **principes de planification**.
4. Le **chapitre 6** donne un aperçu du déroulement du **processus d'identification du Réseau stratégique**. Les étapes intermédiaires sont décrites dans les chapitres suivants.
5. Le **chapitre 7** décrit les **scénarios** qui constituent la base de la planification à long terme du réseau et le processus de régionalisation qui permet de répartir les valeurs prédéfinies pour la Suisse entre les différents nœuds électriques du réseau de transport.
6. Le **chapitre 8** décrit le **réseau initial**, qui constitue le point de départ pour la planification du réseau de Swissgrid.
7. Le **chapitre 9** définit le processus de création du **réseau de référence**, dans lequel l'ajout de projets de réseau au réseau initial permet d'éviter les futures congestions du réseau identifiées lors de l'application des scénarios ou des tests de résistance.
8. Le **chapitre 10** décrit la **création du réseau cible**. Une analyse multicritère coûts/bénéfices permet de vérifier pour chaque projet de réseau supplémentaire s'il est vraiment nécessaire. Le réseau cible ne comprend donc pas, le cas échéant, tous les projets de réseau supplémentaires du réseau de référence. Swissgrid appelle la somme des projets de réseau supplémentaires du réseau cible le **Réseau stratégique**.

3 Introduction

3.1 Histoire de la planification stratégique du réseau en Suisse

Avec le Réseau stratégique 2040, c'est la troisième fois qu'un processus coordonné de développement du réseau de transport suisse est mis en place. Pour la première fois, ce processus s'appuie sur la base légale définie dans la «Stratégie Réseaux électriques». Selon cette base, la planification doit être répétée tous les quatre ans de manière comparable.

Les deux premiers projets d'élaboration des Réseaux stratégiques 2015 et 2025 ont été très différents de la solution actuelle.

- En 2008, la planification du Réseau stratégique 2015 était encore réalisée séparément par les huit propriétaires du réseau de transport de l'époque².
- En 2015, la planification du Réseau stratégique 2025 a été réalisée pour la première fois par Swissgrid en régie propre. Swissgrid a alors élaboré elle-même les scénarios (à l'exception du scénario SUN, qui a été créé conjointement par l'Alliance-Environnement et Swissgrid)³.
- La planification du Réseau stratégique 2040 s'est achevée en 2025. Pour la première fois, le scénario-cadre provenait de l'OFEN.

² Rapport du GT LVS du 28.02.2007.

³ Rapport de Swissgrid sur le Réseau stratégique 2025.

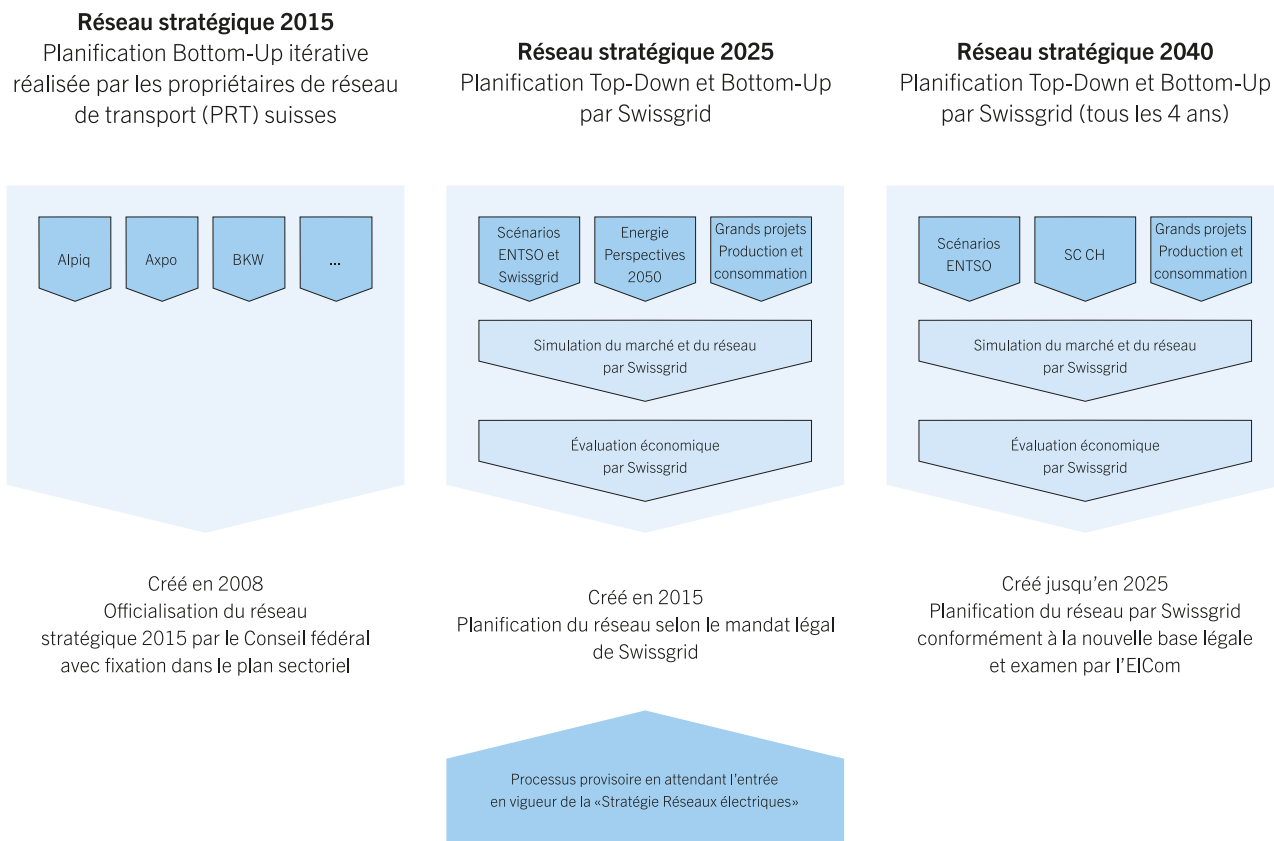


Illustration 1: Processus d'évolution du réseau de transport en mutation

3.2 Cadre réglementaire

3.2.1 Exigences réglementaires pour la Suisse

Conformément à l'art. 8, al. 1 LApEI, les gestionnaires de réseau sont chargés de garantir un réseau fiable, performant et efficace.

Avec l'entrée en vigueur progressive (2019-2021) des dispositions de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques («Stratégie Réseaux électriques»), le processus de planification du réseau est désormais également régi par la loi (art. 9a à d LApEI).

La planification du réseau se fonde sur des scénarios qui comprennent différentes évolutions possibles de la production par technologie et de la consommation par groupe de consommateurs pour l'année cible. Le SC CH est approuvé par le Conseil fédéral et est contraignant pour la planification des réseaux stratégiques de Swissgrid (NR1) et des gestionnaires de réseau de distribution suprarégionaux (NR3). Dans ce document, certains scénarios ENTSO sont également déclarés comme base de planification obligatoire pour les développements à l'étranger. ENTSO-E et ENTSG développent ensemble tous les deux ans les scénarios ENTSO pour l'électricité et le gaz pour tous les pays européens.

Dans le cadre de la régionalisation, Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution raccordés au réseau de transport (GRD raccordés au RT) font de nombreuses hypothèses concernant la mise en œuvre régionale des prescriptions du SC CH. Swissgrid formule également des hypothèses supplémentaires au

sujet de la modélisation de l'utilisation des centrales électriques/du stockage et de l'utilisation de la flexibilité (Demand Side Management, Demand Side Response). Pour les besoins de la planification du réseau, Swissgrid se base sur l'hypothèse que les futures conditions générales réglementaires garantiront une évolution de la production et de la consommation dans le cadre défini par le SC CH.

Dans le cadre de la régionalisation, les gestionnaires de réseau doivent collecter et échanger entre eux un grand nombre de données. Les règles suivantes, qui figurent dans la LApEI et l'OApEI, constituent la base pour que cela soit possible et se fasse sans facturation réciproque des coûts. Chaque entreprise supporte ses propres coûts, qui peuvent à leur tour être imputés sur les rétributions d'utilisation du réseau, puisqu'il s'agit de tâches relevant de la planification du réseau.

Les dispositions de l'art. 9c, al. 1 de la LApEI que précise l'art. 5c de l'OApEI constituent les bases légales de la coordination de la planification du réseau par les gestionnaires de réseau.

Selon l'art. 9c de la LApEI, les gestionnaires de réseau coordonnent leur planification du réseau et mettent les informations nécessaires gratuitement à la disposition des autres gestionnaires de réseau. Lorsqu'elle planifie son réseau, Swissgrid doit tenir compte de l'évolution de la consommation et de la production au niveau des nœuds électriques du NR1 et intégrer les grands exploitants de centrales et les GRT étrangers selon l'art. 20, al. 2, let. e de la LApEI. Le Réseau stratégique doit être coordonné au niveau international. Cette coordination est assurée par la participation de Swissgrid à ENTSO-E, par une coordination bilatérale ainsi que par des études de réseau réalisées conjointement avec les GRT directement voisins.

Selon l'article 5c de l'OApEI, les informations nécessaires comprennent notamment des informations concernant le réseau existant, les pronostics relatifs à la production et à la consommation ainsi que les projets de réseau prévus. Les informations mises à disposition sont celles relatives aux situations de congestion actuelles ou prévues et les données concernant les projets de centrales électriques prévus. Dans ce contexte, il convient de présenter l'augmentation prévue de la consommation ainsi que la production actuelle et future installée de manière décentralisée par technologie de production (pour chaque nœud électrique si possible).

3.2.2 Dispositions réglementaires européennes

Le règlement européen 943/2019 sur le marché intérieur de l'électricité⁴ charge ENTSO-E, dans son art. 30, al. 1, point (b), «d'adopter et de publier, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union»: il s'agit du TYNDP (Ten Year Network Development Plan).

Le processus TYNDP est divisé en huit étapes intermédiaires. Il est présenté dans l'illustration 2 ci-dessous.

⁴ Ce règlement issu du Clean Energy Package est une évolution du règlement européen 2009/714.



Illustration 2: Aperçu du processus TYNDP

4 Aperçu du processus de développement du réseau

L'illustration 3 présente le processus de développement du réseau, de la planification à la réalisation des projets de développement du réseau. Lors de la phase de planification, le projet Réseau stratégique détermine les besoins en développement du réseau sur la base du SC CH approuvé par le Conseil fédéral et des données relatives à l'évolution locale de la production et de la consommation régionalisées par les gestionnaires de réseau de distribution raccordés au RT.

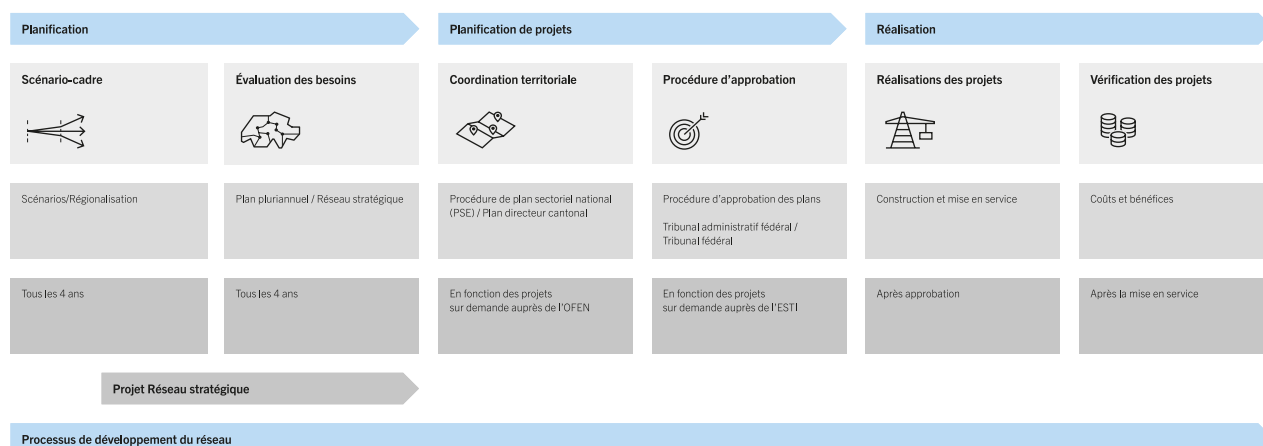


Illustration 3: Distinction entre le processus de planification du réseau et le processus de développement du réseau

Les phases «Étude de projet» et «Réalisation», au cours desquelles on planifie concrètement, on approuve et on construit les projets de réseau, ne font pas partie du projet Réseau stratégique et ne sont donc pas décrites dans le présent document.

L'illustration 4 ci-dessous permet de visualiser le processus d'élaboration du Réseau stratégique qui se répète tous les quatre ans.

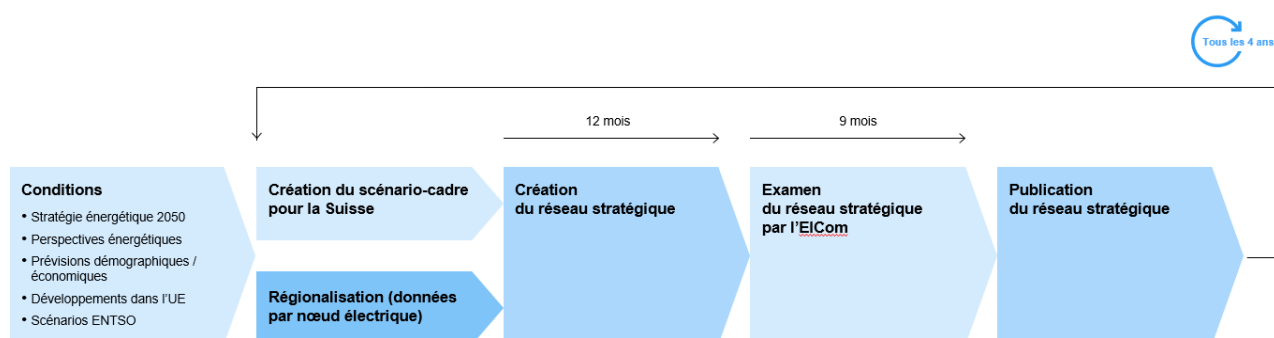


Illustration 4: Élaboration récurrente du Réseau stratégique

L'OFEN établit un SC CH qui sert de base à la planification du réseau de transport et des réseaux de distribution à haute tension (NR1-3). Le SC CH s'appuie sur les objectifs de la Confédération en matière de politique énergétique, ainsi que sur des données générales concernant l'ensemble de l'économie et tient compte du contexte international (notamment les scénarios d'ENTSO). Le SC CH est approuvé par le Conseil fédéral et est contraignant pour les autorités (y compris l'EiCom) et Swissgrid pour la planification des réseaux électriques (cf. chapitre 8).

Les directives nationales du SC CH relatives à l'évolution de la production et de la consommation, présentées par technologie ou par groupe de consommateurs, sont ensuite régionalisées au moyen d'un processus de régionalisation élaboré par un groupe de travail de la branche.

Le processus de régionalisation décrit comment les chiffres clés nationaux sont répartis par paramètre sur les zones de desserte (zones d'approvisionnement) des gestionnaires de réseau de niveau 3 (NR3), puis sur

les nœuds électriques (NR1 et NR3). Cela permet de créer une base de données exploitable pour la planification du réseau (c'est-à-dire pour chaque nœud).

Les gestionnaires de réseau de tous les niveaux de réseau coordonnent leur planification du réseau et se transmettent gratuitement les informations nécessaires à cet effet. Il s'agit notamment d'informations sur le réseau existant, sur les projets de réseau planifiés et sur les prévisions de production et de consommation. Swissgrid doit notamment tenir compte du développement du réseau sur le NR3 lorsqu'elle planifie son Réseau stratégique.

Swissgrid établit le Réseau stratégique sur la base du SC CH et des données régionalisées qui en découlent. Le Réseau stratégique décrit et justifie les projets de réseau prévus pour l'année cible étudiée. Le plan pluriannuel ou le rapport sur le Réseau stratégique doit être présenté à l'EiCom dans les neuf mois suivant l'approbation du SC CH par le Conseil fédéral.

L'EiCom examine le Réseau stratégique dans un délai de neuf mois supplémentaires afin de déterminer si les projets de réseau qu'il contient sont efficaces et appropriés d'un point de vue technique et économique. Si l'EiCom a des objections, des adaptations sont apportées au Réseau stratégique.

Swissgrid publie ensuite le Réseau stratégique examiné par le biais de mesures de communication appropriées.

Ce processus se répète tous les quatre ans avec la mise à jour du SC CH.

La répartition des rôles des acteurs impliqués est clairement définie. Le processus est organisé de manière durable, en documentant de manière détaillée la procédure, les hypothèses et les résultats. La qualité est ainsi améliorée de manière cyclique.

5 Objectifs, conditions générales et principes de planification pour le Réseau stratégique

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des objectifs centraux, des conditions générales à respecter et des principes de planification pour le projet Réseau stratégique.



Objectifs de la planification à long terme du réseau

Un réseau robuste et optimisé sur le plan économique garantit la sécurité de l'approvisionnement pour différents scénarios et constitue la base de la transformation du système énergétique. Lors de sa planification, on veille à préserver les ressources et à minimiser l'impact sur l'environnement.

Conditions générales pour la planification du réseau

On connaît l'évolution de la production et de la consommation en Europe et en Suisse (SC CH).

Les relations ambiguës avec l'UE entraînent des incertitudes quant à la capacité frontalière et aux possibilités d'importation de la Suisse.

Le développement de l'exploitation du réseau et des moyens d'exploitation des flux de charge augmente la robustesse du futur réseau de transport.

Principes de planification pour le Réseau stratégique 2040

L'impact sur l'environnement est minimisé grâce au principe ORARE, au regroupement des infrastructures et à la réduction du nombre de sous-stations.

Les futures congestions du réseau et violations de tension sont évitées.	La flexibilité des accumulateurs, des producteurs et des consommateurs n'est prise en compte que si elle est exploitable.	Les parties prenantes concernées sont impliquées dans le processus de planification du réseau.
La stabilité dynamique du réseau est assurée.	Les projets de réseau sont mis en œuvre s'ils présentent un rapport coûts/bénéfices positif.	Les résultats sont communiqués de manière transparente et compréhensible.

Pour que les objectifs soient atteints, il faut que les conditions générales soient connues et respectées. Il est tout aussi important d'avoir des principes de planification clairement définis, qui constituent les lignes directrices du processus de planification du réseau chez Swissgrid.

5.1 Objectifs de la planification stratégique du réseau

Un réseau robuste et optimisé sur le plan économique garantit la sécurité de l'approvisionnement pour différents scénarios et constitue la base de la transformation du système énergétique. Cela signifie que le Réseau stratégique est planifié de manière suffisamment robuste pour relever les défis de la transformation du système énergétique. On s'assure ainsi que la Suisse continue à disposer à l'avenir d'un réseau de transport capable de garantir la sécurité d'approvisionnement. Pour atteindre cet objectif, on adopte une solution aussi optimisée que possible du point de vue économique. Pour ce faire, Swissgrid considère le système électrique (marché et réseau) dans son ensemble et trouve des solutions durables et optimisées à des coûts acceptables.

La planification du réseau veille à préserver les ressources et à minimiser l'impact sur l'environnement. Cela signifie qu'avant de renforcer ou de développer le réseau, on cherche à utiliser le plus efficacement possible le réseau existant (principe ORARE). Lors de la réalisation de projets de réseau, Swissgrid veille à ce que la population et l'environnement soient impactés le moins possible. Une évaluation du degré de réussite de cet objectif est effectuée dans le cadre de l'analyse coûts/bénéfices (voir bénéfice Z4 au chapitre 11).

5.2 Conditions générales pour la planification du réseau

L'évolution de la production et de la consommation en Europe et en Suisse figure dans le SC CH.

Pour pouvoir faire face aux évolutions et défis futurs, il est nécessaire de disposer d'un réseau de transport performant et adapté à ces exigences. À cet égard, il convient de veiller aux points suivants:

- Avec la Stratégie énergétique 2050, la Suisse vise la décarbonation de l'économie et de la société dans le cadre des objectifs climatiques (émissions nettes de gaz à effet de serre nulles d'ici 2050). La consommation d'électricité va continuer d'augmenter malgré les mesures d'efficacité. La planification du développement du réseau se base sur le SC CH, qui a fait l'objet d'une consultation publique et a été approuvé par le Conseil fédéral, ce qui permet d'en déduire les exigences futures pour le réseau de transport.

- Les trois scénarios du SC CH comportent différentes évolutions possibles de la production et de la consommation en Suisse et en Europe. Les valeurs cibles nationales sont réparties de manière appropriée entre les nœuds électriques.

Les relations ambiguës avec l'UE entraînent des incertitudes quant à la capacité frontalière et aux possibilités d'importation de la Suisse. À cet égard, il convient de veiller aux points suivants:

- Si l'on se tourne vers l'avenir, on peut espérer que la Suisse et l'UE trouveront le moyen de coopérer dans l'intérêt des deux parties. L'UE profite de la Suisse, située au centre de l'Europe, comme pays de transit. Aucun autre pays d'Europe ne dispose d'un nombre comparable de lignes transfrontalières et de flux de transit. Pour la Suisse, l'Europe est importante, autant au regard de la commercialisation de l'énergie hydraulique suisse que de la sécurité d'approvisionnement en hiver.
- Swissgrid est membre d'ENTSO-E⁵ et, de ce fait, intégrée dans le processus européen de développement du réseau. La Suisse utilise les scénarios ENTSO pour modéliser l'évolution dans les autres pays européens.
- La mise en œuvre du «Clean Energy Package» de l'UE, qui prévoit le critère des 70% de minRAM et le couplage des marchés basé sur les flux (flow based market coupling, FBMC), pourrait avoir un impact négatif sur la capacité frontalière utilisable aux frontières suisses. C'est pourquoi il est important que la Suisse soit réintégrée le plus rapidement possible dans les processus européens⁶. Pour la période de transition, Swissgrid et les GRT voisins doivent trouver un moyen d'impliquer la Suisse de manière appropriée dans le processus de détermination des capacités (p. ex. au moyen de contrats de droit privé tels que le SAFA).
- On ignore quelles décisions le Conseil fédéral prendra dans les années à venir suite à l'ambiguïté des relations avec l'UE, et notamment si l'accord sur l'électricité échoue. Les conséquences de ces décisions sur la planification du réseau doivent être analysées et des mesures doivent être prises si nécessaire.

Le développement de l'exploitation du réseau et des moyens d'exploitation du contrôle des flux de charge augmente la robustesse du futur réseau de transport. Grâce aux développements concernant les prévisions, la coordination, les capteurs, la technique d'analyse, l'utilisation de nouveaux produits de flexibilité et la pilotabilité des flux d'électricité, l'exploitation du réseau sera encore plus efficace et plus sûre, mais aussi plus complexe et plus exigeante. À cet égard, il convient de veiller aux points suivants:

- Pour pouvoir identifier à temps les flux d'électricité et les éventuelles congestions du réseau, il est nécessaire d'établir des prévisions de la production (énergie photovoltaïque, vent) et de la consommation d'électricité en fonction de l'offre. Pour ce faire, il convient d'associer les prévisions météorologiques, qui sont aujourd'hui disponibles avec une très bonne résolution, à des informations sur les installations existantes (puissance, emplacement, orientation, etc.).
- On coordonne les congestions et les manœuvres avec les GRT étrangers et les GRD raccordés au RT pour les moyens d'exploitation de la zone d'observabilité, et on s'échange des valeurs de mesure en temps réel.
- À l'avenir, les flux d'électricité, les températures, la hauteur de boucles, etc. seront mesurés sur les lignes fortement sollicitées, ce qui permettra d'optimiser la capacité de ligne et les éventuels coûts de redispatch.
- Des produits de flexibilité pour les consommateurs, les producteurs et les accumulateurs sont créés (marché intégré, Equigy, etc.) et utilisés de manière ciblée.
- Les moyens d'exploitation servant à contrôler le débit de charge et à maintenir la tension (p. ex. FACTS, PST, transformateurs à quatre quadrants) permettent d'optimiser l'utilisation du réseau existant, par

⁵ Une exclusion de Swissgrid d'ENTSO-E n'est pas exclue. Dans ce cas, des solutions contractuelles analogues devront être trouvées dans l'intérêt des deux parties en ce qui concerne la planification du réseau interconnecté commun. Par conséquent, cette éventualité ne sera pas abordée plus en détail ici.

⁶ L'intégration complète nécessite un accord sur l'électricité avec l'UE.

exemple en chargeant le plus uniformément possible les lignes parallèles, ce qui permet également de réduire les pertes de transport. Il est possible de transporter d'importantes quantités d'électricité sur de longues distances avec des lignes CCHT. Cette technologie pourrait par exemple être utilisée pour relier de grands parcs photovoltaïques/éoliens situés en Suisse ou à l'étranger à des centrales de pompage-turbinage en Suisse.

D'une manière générale, il convient de noter que la configuration du marché et les conditions générales réglementaires ne peuvent pas être considérées comme constantes. Par exemple, il n'existe actuellement aucune incitation fondée sur le marché qui tend vers une sécurité du système au moyen d'une solution optimale sur le plan économique (p. ex. produits de flexibilité, rétributions dynamiques d'utilisation du réseau et/ou prix de l'électricité). Cette situation pourrait changer dans les années à venir, ce qui pourrait entraîner une diminution des besoins de développement du réseau.

On peut imaginer des changements de paradigme dus entre autres à une montée en flèche de l'électromobilité ou à la sortie soudaine de l'énergie nucléaire qui devront être immédiatement maîtrisés. L'approbation des projets de développement du réseau prend au moins 10 à 15 ans. Lorsque l'on planifie un réseau robuste, il convient de tenir compte de ces différentes dimensions temporelles.

5.3 Principes de planification pour le Réseau stratégique

L'impact sur l'environnement est minimisé grâce au principe ORARE, au regroupement des infrastructures et à la réduction du nombre de sous-stations.

- Swissgrid ne développe pas le réseau sur réserve. Swissgrid utilise d'abord le réseau existant de la manière la plus efficace possible (Remedial Actions), le renforce si nécessaire et ne construit de nouvelles lignes que si cela s'avère absolument nécessaire. Les lignes qui ne sont pas nécessaires à long terme sont démantelées partout où cela est possible (principe ORARE⁷).
- En principe, Swissgrid ne développe pas son réseau dans le but de permettre à tout moment des consignations arbitraires pour des travaux de maintenance et de développement du réseau. Il ne peut être dérogé à ce principe que dans des cas justifiés, par exemple lorsque l'exploitation sûre du réseau ne peut pas être garantie à l'aide d'éléments de réseau provisoires ou de mesures de redispatch.
- En regroupant les lignes de transport entre elles ainsi qu'avec les lignes du réseau de distribution et des CFF, les routes nationales et les voies ferrées⁸, le nombre de tracés parallèles devrait être réduit à long terme. Swissgrid tient compte des résultats de la Conférence pour l'organisation du territoire (COT) et se coordonne avec les offices fédéraux compétents (ARE, OFROU, OFT), les GRD, les CFF et les partenaires de projet concernés (p. ex. second tunnel du Saint-Gothard, tunnel de Grimsel).
- Lorsqu'elle recherche le meilleur corridor de ligne et qu'elle choisit la technologie de transport à appliquer, Swissgrid tient compte de l'impact sur le territoire et l'environnement, ainsi que des aspects techniques et de la rentabilité⁹. Swissgrid analyse les variantes avec ligne aérienne ou câblage pour chaque projet de réseau¹⁰. Les deux technologies présentent des avantages et des inconvénients lors des

⁷ Le message relatif à la «Stratégie Réseaux électriques» précise ce qui suit:

«Les différentes mesures d'un projet de réseau doivent toujours être considérées dans leur ensemble. Le principe ORARE doit donc être appliqué dans des projets concrets de réseau présentant de nombreuses mesures distinctes de manière à trouver une solution axée sur le long terme et efficace. Les principes de planification du réseau reflétant le principe ORARE ne conduisent pas nécessairement d'abord à une optimisation, suivie par un renforcement, lequel précède une extension. La législation en matière de protection de l'environnement peut notamment limiter l'optimisation et le renforcement du réseau en fixant des valeurs limites, par exemple au rayonnement non ionisant ou au bruit, qui doivent être respectées dans tous les cas.»

⁸ Cf. Regroupement de lignes de transport d'électricité avec des routes nationales et des lignes ferroviaires.

⁹ Swissgrid participe à la discussion sur les variantes, puis la décision concernant la technologie est prise par la Confédération dans le cadre du PSE.

¹⁰ Le système d'évaluation et le manuel Lignes de transport d'électricité publiés par l'Office fédéral de l'environnement constituent la base de la décision concernant la technologie.

études de projets, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance. Pour des raisons techniques et économiques, le câblage ne doit être réalisé que sur de courtes distances lorsqu'une ligne aérienne n'est pas réalisable. La définition du corridor de ligne et de la technologie de transport se fait d'abord dans le cadre de la coordination spatiale lors de la procédure de plan sectoriel national. Lors de ce processus, Swissgrid propose des variantes mais ne prend pas elle-même la décision.

- Comparée aux autres pays du monde, la Suisse compte un très grand nombre de sous-stations et de tracés parallèles sur un espace restreint. Cela s'explique par exemple par la présence de plusieurs grandes centrales hydroélectriques sur un espace limité. Dans le cadre d'investissements de remplacement, on examine, en concertation avec les GRD locaux, quelles sous-stations et quels tracés peuvent éventuellement être regroupés ou démantelés. Cela permet de réaliser des économies à long terme et de préserver l'espace et l'environnement.

Les futures congestions du réseau et violations de tension sont évitées.

- La simulation du réseau permet à Swissgrid d'identifier les éléments de réseau qui seront à l'avenir régulièrement sujets à des congestions ou à des violations de tension.
- Il s'agit également de vérifier s'il existe des congestions dans l'exploitation actuelle du réseau que la simulation du réseau n'aurait pas mises en évidence. Ces cas sont également pris en compte si nécessaire.
- Les congestions existantes et futures sont résolues par des mesures de développement du réseau, lorsque les Remedial Actions ne sont pas possibles, suffisantes ou plus coûteuses que le développement du réseau.
- Le développement du réseau est dicté par la demande et vise à éliminer les congestions du réseau, indépendamment de leur emplacement. Cela permet de garantir un approvisionnement en électricité fiable dans toutes les régions de Suisse.
- Le Réseau stratégique sert à éliminer les congestions du réseau de transport suisse. En plus du projet Réseau stratégique, il existe des études multinationales des GRT sur le développement du réseau de transit européen. Dans ce contexte, il s'agit d'identifier les congestions au niveau des lignes transfrontalières, puis de les éliminer. En outre, il existe des études de réseau nationales avec des GRD raccordés au réseau de transport dont le but est de développer les NR1-3 de manière coordonnée, ce qui est particulièrement important lorsqu'il y a des lignes parallèles.

La stabilité dynamique du réseau est assurée.

- À la suite du démantèlement de grandes centrales thermiques en Europe, la masse rotative sur le réseau de transport se réduit, ce qui fait que la garantie de la stabilité dynamique du réseau gagne en importance.
- C'est pourquoi la stabilité dynamique du réseau de référence est testée dans le cadre de tests de résistance.

Les projets de réseau sont mis en œuvre s'ils présentent un rapport coûts/bénéfices positif.

- Pour chaque projet de réseau dont les coûts dépassent CHF 1.0 million, Swissgrid procède à une comparaison uniforme des coûts et des bénéfices et la documente.
- Les catégories de bénéfices sont entre autres: plus-value économique, meilleure intégration des énergies renouvelables, réduction des coûts des pertes de réseau et du redispatch, augmentation de la sécurité du réseau/d'approvisionnement, résilience¹¹.
- Selon le critère, le bénéfice est indiqué en termes monétaires, quantitatifs ou qualitatifs.
- Pour les coûts, on utilise les prix moyens d'une construction de ligne aérienne ou les coûts moyens de postes de couplage isolés à l'air ou au gaz.

¹¹ Un projet de réseau aura une meilleure résilience si plusieurs scénarios démontrent sa nécessité.

La flexibilité des accumulateurs, des producteurs et des consommateurs n'est prise en compte que si elle est exploitable.

- Avec l'intelligence artificielle, la gestion décentralisée de la consommation et le lissage des pics intelligent en cas de production photovoltaïque/éolienne, il est possible de désengorger aussi bien les réseaux locaux que le réseau de transport.
- Ces potentiels ne sont pris en compte dans la planification du réseau que lorsque Swissgrid peut effectivement les utiliser à tout moment et de manière durable. Pour cela, il faut créer des conditions générales réglementaires et conclure des contrats, ce qui n'est pas encore suffisamment le cas aujourd'hui. Actuellement, ces possibilités servent surtout à améliorer la sécurité de l'exploitation, mais ne permettent guère de réduire les besoins de développement du réseau.
- La planification du réseau montre le degré de flexibilité qui serait nécessaire de la part des consommateurs, des centrales électriques ou des accumulateurs pour éviter un projet concret de ligne. Sur cette base, on peut vérifier si la flexibilité nécessaire peut être obtenue de manière fiable et à quel coût et si le développement du réseau peut ainsi être évité.

Les parties prenantes concernées sont impliquées dans le processus de planification du réseau et les résultats sont communiqués de manière transparente et compréhensible.

- Swissgrid coordonne la planification du réseau de transport avec la planification des réseaux de transport des pays voisins, la planification des réseaux de distribution et des centrales électriques sur le réseau de transport suisse et la planification du réseau à haute tension des CFF.
- Swissgrid travaille en étroite collaboration avec des partenaires de la branche et les autorités pour définir les besoins en données nécessaires, régionaliser les directives nationales et assurer le processus de mise en œuvre.
- Swissgrid communique le Réseau stratégique et la procédure de détermination de celui-ci de manière transparente et compréhensible.

6 Processus pour définir le Réseau stratégique

L'illustration 5 montre les étapes intermédiaires du processus de planification du réseau au sein de Swissgrid.

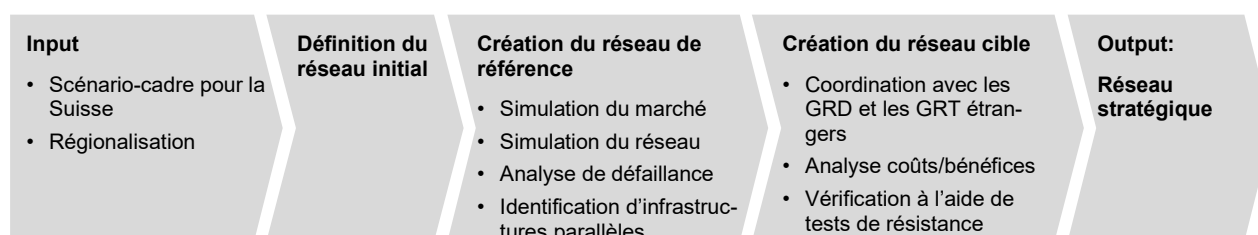


Illustration 5: Étapes du processus de planification du réseau

Le SC CH et les scénarios ENTSO qui y sont attribués constituent les principales grandeurs d'entrée pour le processus de planification du réseau. Swissgrid reçoit également des informations sur l'évolution de la production et de la consommation en Suisse, issues du processus de régionalisation, de la part des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et des exploitants de centrales (EC) directement raccordés au réseau de transport (RT), ainsi que de la part des CFF.

Le point de départ du processus de planification du réseau est ce que l'on appelle le réseau initial. Ce modèle de réseau européen comprend tous les éléments de réseau qui sont actuellement en service et qui resteront en service ou seront encore mis en service d'ici à l'année cible¹².

Ensuite, à l'aide de simulations du marché et du réseau, on crée le réseau dit de référence en ajoutant de nouveaux projets de réseau au réseau initial.

Une fois le réseau de référence finalisé, on crée le réseau cible. Les projets du réseau de référence qui concernent d'autres parties (GRT étrangers, GRD raccordés au réseau de transport suisse) sont coordonnés avec ces dernières¹³. Une analyse coûts/bénéfices permet d'évaluer tous les projets de réseau supplémentaires au sein du réseau de référence. En principe, seuls les projets dont les avantages prédominent font partie du réseau cible.

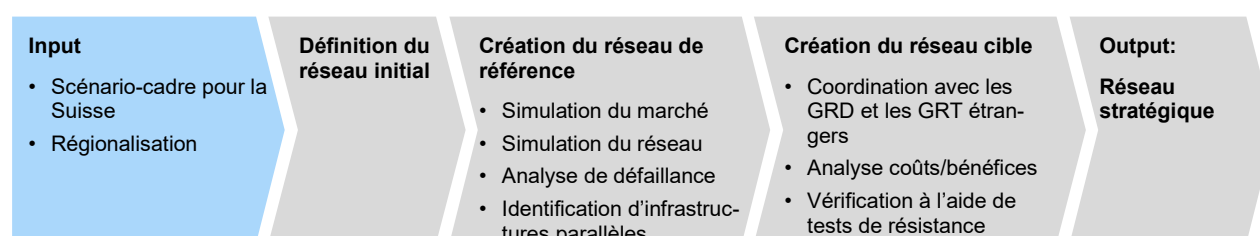
Des tests de résistance permettent de vérifier si le réseau cible est suffisamment robuste pour faire face, par exemple, à des défaillances multiples. Des ajustements ponctuels du réseau cible sont possibles sur la base des résultats de ces tests.

L'ensemble des projets de réseau supplémentaires figurant dans le réseau cible par rapport au réseau initial constitue le **Réseau stratégique**.

7 Scénarios et régionalisation

La planification du réseau de Swissgrid se fonde sur des scénarios. En supposant différentes évolutions possibles de la production et de la consommation d'électricité, il est possible de planifier un réseau robuste pour un avenir incertain.

Le présent chapitre décrit la structure du SC CH et la méthodologie de la régionalisation.



7.1 Scénario-cadre pour la Suisse

L'OFEN établit un SC CH qui sert de base à la planification des réseaux de transport et des réseaux de distribution à haute tension (NR1-3). Le SC CH s'appuie sur les objectifs de politique énergétique de la Confédération, ainsi que sur des données macroéconomiques générales et tient compte du contexte international. Le SC CH déclare les scénarios ENTSO¹⁴ contraignants pour l'étranger et les lie aux scénarios du SC CH. Le SC CH est approuvé par le Conseil fédéral et constitue une base contraignante pour les autorités (y compris l'EICom), Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution pour la planification des réseaux électriques des niveaux de réseau 1 à 3.

¹² En raison des procédures judiciaires en cours, il existe une certaine incertitude quant à cette hypothèse.

¹³ Il est impossible d'achever cette coordination en l'espace de neuf mois, surtout si des études communes sont nécessaires.

¹⁴ ENTSO-E et ENTSOG publient tous les deux ans un scénario-cadre commun concernant l'électricité et le gaz pour tous les États européens.

Lorsqu'il élabore le SC CH, l'OFEN implique la société nationale du réseau de transport, des représentant(e)s des gestionnaires de réseau de distribution, les cantons et d'autres parties concernées (notamment les EC, les CFF ainsi que les associations économiques et environnementales) (groupe dit d'accompagnement). Le SC CH montre l'éventail des évolutions possibles de l'économie énergétique (période de 10 et 20 ans). L'illustration 6 suivante présente le processus d'élaboration et de validation du SC CH.

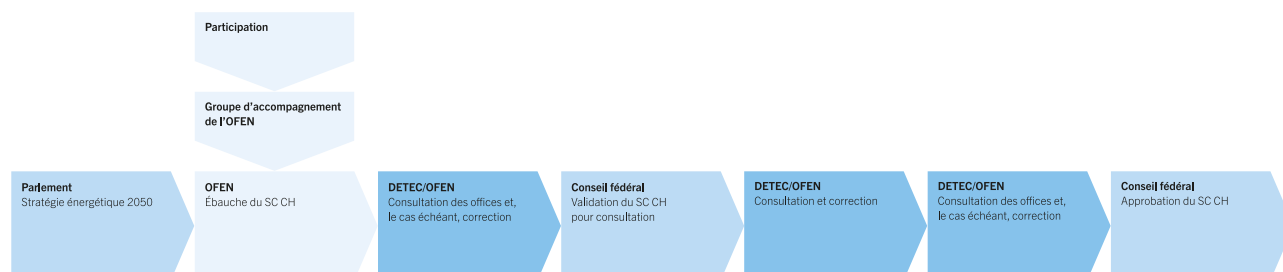


Illustration 6: Processus d'élaboration et de validation du SC CH

Le SC CH se compose d'un certain nombre de scénarios. L'art. 9a, al. 3 de la LApEI prévoit un maximum de trois scénarios.

Un scénario décrit l'évolution possible du mélange de production et de consommation d'électricité en Suisse.

Un scénario n'est pas une prévision de l'avenir. Chaque scénario décrit une évolution future imaginable, cohérente et possible. L'évolution future probable visée par les politiques doit se situer dans l'espace délimité par le scénario-cadre. Le Réseau stratégique est planifié de manière d'autant plus robuste qu'il maîtrise les défis des différents scénarios.

7.2 Régionalisation de la Suisse

Le SC CH contient des données agrégées au niveau national pour les différents types de centrales électriques, d'accumulateurs et de consommateurs, pour la situation actuelle et pour les scénarios dans les années cibles. L'objectif de la régionalisation est de déterminer le changement par paramètre par nœud électrique de NR1 et NR3 par scénario. Cela permet de créer la base de données nécessaire à la planification du réseau.

Les méthodes possibles de régionalisation sont décrites dans le document de l'OFEN intitulé «Guide de la régionalisation». Le guide de l'OFEN ne fait pas partie du SC CH et n'est pas juridiquement contraignant. L'organisation de la régionalisation concrète reste de la compétence et de la responsabilité de chaque gestionnaire de réseau.

Le guide de l'OFEN distingue quatre principes pour la régionalisation. La description de ces principes est visible dans le tableau ci-dessous.

Puissance installée	Principes	Description
≥ 10 MW	A Pas de régionalisation	<ul style="list-style-type: none"> Le site et la puissance sont connus Les mises hors service/augmentations de puissance et la puissance des nouvelles installations par nœud électrique ne peuvent avoir lieu que si les producteurs d'électricité, les gestionnaires d'accumulateurs et les gros consommateurs respectent les principes suivants:

- notification au gestionnaire de réseau auquel l'installation est/sera raccordée;
- sans notification et sans permis de construire, cela n'est pas pris en compte dans la planification du réseau;
- les permis de construire et les demandes de raccordement au réseau doivent être déposés dans un délai publié par le gestionnaire de réseau.

Puissance installée	Principes	Description
< 10 MW	B Sites existants	<ul style="list-style-type: none"> Le chiffre clé régional pour l'évolution de la puissance peut être réparti sur les sites d'installation existants proportionnellement à la puissance déjà installée
	C Zones à potentiel	<ul style="list-style-type: none"> Le chiffre clé régional concernant l'évolution de la puissance ne peut pas être lié à des sites concrets déjà existants, car les installations sont encore trop peu nombreuses, réparties de manière inégale ou inexistantes Les zones à potentiel sont identifiées sur la base d'informations supplémentaires. La répartition de l'augmentation de puissance se fait sur les nœuds électriques qui se trouvent dans les zones à potentiel.
	D Développement à grande échelle	<ul style="list-style-type: none"> Le développement régional s'effectue par région de déserte ou nœud électrique proportionnellement, par exemple, à l'évolution démographique ou économique Convient également pour les nouvelles constructions sur l'ensemble du territoire pour lesquelles il n'existe pas de sites/zones à potentiel spécifiques.

Le tableau ci-dessous contient les différents paramètres du SC CH et les principes de régionalisation recommandés dans le guide de l'OFEN par paramètre. Dans le cas de l'énergie photovoltaïque, le guide de l'OFEN estime également dans le texte qu'une combinaison des principes C et D est judicieuse.

Production d'électricité	Principe	Accumulateur	Principe
Centrales au fil de l'eau	A	Centrales de pompage-turbinage	A
Centrales à accumulation	A	Batteries décentralisées	D
Centrales de pompage-turbinage	A		
Petites centrales hydroélectriques	B ou C		
Centrales nucléaires	A		
Centrales à cycle combiné	A		
Incinération des ordures ménagères	A et B ou D		

Consommation d'électricité	
Consommation conventionnelle	D
• Secteur domestique	
• Secteur industriel	

Autres centrales thermiques	A et B ou D	• Secteur des services	
Biomasse (bois)	A et B ou D	• Secteur des transports	
Centrales au biogaz	A et B ou D	Électromobilité	D
Épuration des eaux usées	B ou D	Pompes à chaleur	D
Géothermie	A	Installations Power-to-X	A
Énergie photovoltaïque	D	Installations de captage du carbone	B
Énergie éolienne	C	Pompes d'alimentation	—

Pour les types de centrales électriques dont les installations sont généralement inférieures à 10 MW, on effectue une régionalisation. Les GRD estiment la variation de puissance par technologie par nœud électrique de NR1 et transmettent ces valeurs à Swissgrid pour les années cibles:

- **Petite centrale hydraulique:** Les GRD raccordés au RT tiennent compte des projets connus et estiment l'augmentation dans leur zone de compétence.
- **Biogaz et énergie photovoltaïque:** Les augmentations de puissance tirées du SC CH sont réparties entre les nœuds électriques de NR1 proportionnellement à la population.
- **Eolien:** Les parcs éoliens à forte probabilité de mise en œuvre sont supposés comporter un nombre différent d'éoliennes dans les différents scénarios. La puissance qui peut en être déduite est répartie entre les nœuds électriques de NR1 concernés.

Pour les projets de centrales électriques supérieures à 10 MW, aucune régionalisation n'a lieu conformément au principe A, afin d'éviter les investissements non amortissables lors du développement du réseau. Les gestionnaires de réseau mènent des discussions avec les investisseurs potentiels de centrales électriques sur la probabilité de mise en œuvre de chaque projet de centrale électrique, sur les augmentations de puissance escomptées et sur le délai de mise en œuvre.

Les projets de centrales électriques dont la réalisation n'est pas encore certaine impliquent les éléments suivants du point de vue du développement du réseau:

- **Raccordement de centrales électriques:** Conformément au principe A, un projet de réseau nécessaire uniquement pour le raccordement au réseau d'une nouvelle centrale électrique n'est intégré au Réseau stratégique que lorsque la décision de construire la centrale électrique a été prise.
- **Besoin de renforcement du réseau en amont:** Celui-ci se base en général sur la somme de plusieurs pilotes (projets de centrales électriques, d'accumulateurs et/ou de consommateurs). Seuls les projets de réseau nécessaires en raison de projets de développement/de construction définitivement décidés et approuvés sont inclus dans le Réseau stratégique. On choisit déjà toutefois l'augmentation de la puissance de transport de sorte que le raccordement ultérieur des projets qui ne sont pas encore définitivement confirmés à l'heure actuelle soit également possible, sans qu'il soit nécessaire de développer à nouveau le réseau. Ceci afin d'éviter des retards et des coûts supplémentaires.

L'illustration 7 ci-dessous donne un aperçu sommaire de la manière dont les valeurs cibles par nœud électrique, et donc la base pour la planification du réseau, sont créées sur la base des données du SC CH, de la méthodologie du guide de l'OFEN, des éventuelles directives cantonales et des données collectées sur les installations existantes et prévues.

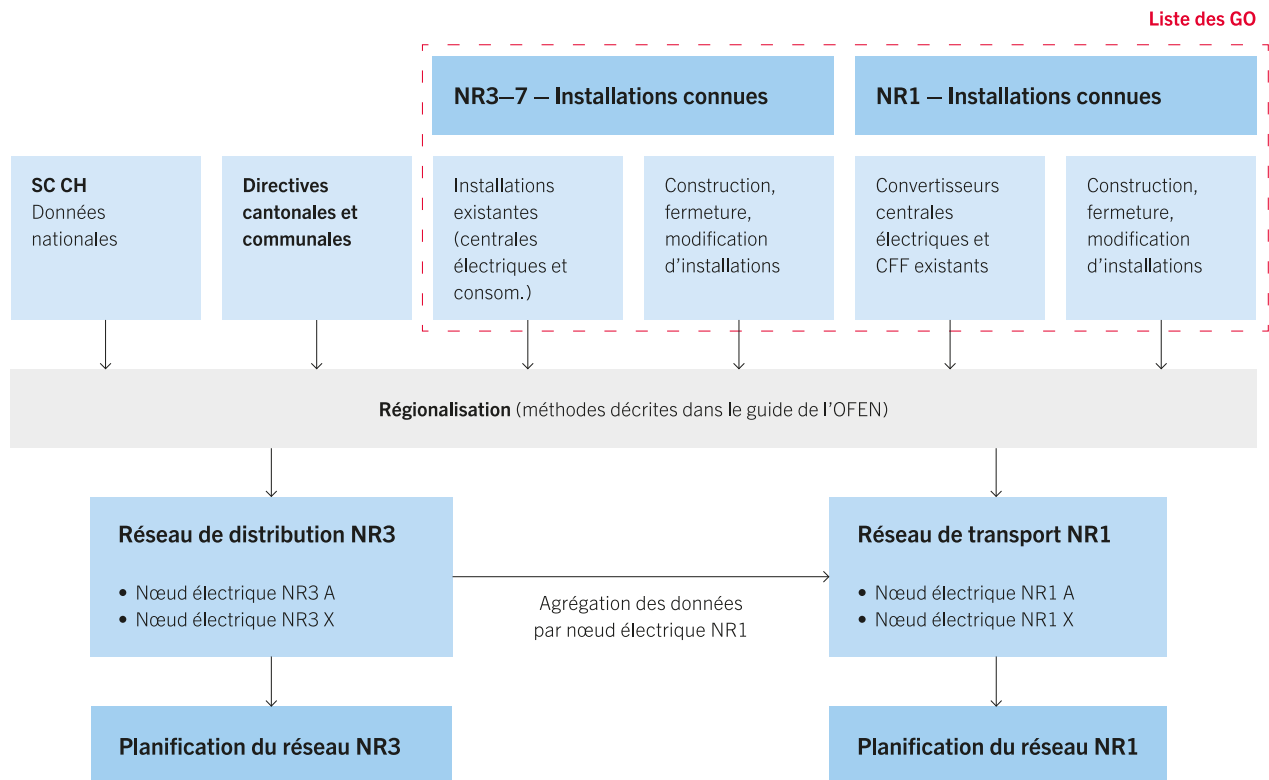


Illustration 7: Processus global de mise à disposition des données pour la planification du réseau

Swissgrid collecte auprès des centrales électriques raccordées au RT, des CFF et des GRD raccordés au RT des données relatives à la construction/l'extension prévue et à l'arrêt d'installations de production et à la construction de grands consommateurs.

L'illustration 8 suivante illustre les données que Swissgrid reçoit de ses partenaires et la modélisation du réseau qu'elle utilise. Tout le NR1 (380 kV (en rouge), 220 kV (en vert), transformateurs 380/220 kV) est représenté. Les centrales électriques qui injectent directement au NR1 sont explicitement représentées. La figure montre également les couplages de réseau 50/16,7 Hz (convertisseurs de fréquence et installations de convertisseurs de fréquence statiques), par lesquels les CFF échangent de l'énergie avec le RT. Les NR2-7 ne sont pas représentés en détail. Ils sont décrits ci-après, modélisés par des éléments de remplacement par nœud électrique. L'ensemble des centrales électriques qui injectent de l'électricité dans un nœud électrique est représenté par une centrale électrique de remplacement virtuelle par type de centrale électrique (remarque: l'illustration ne montre pas tous les types de centrales imaginables), la charge par une courbe de charge cumulée et la flexibilité par un potentiel.

Les centrales électriques raccordées au RT transmettent directement à Swissgrid leurs données relatives aux modifications prévues de la puissance installée.

Les GRD raccordés au RT transmettent à Swissgrid des données sur la puissance installée par type de centrale, agrégées sur les nœuds électriques du NR1. Ceci aussi bien pour les installations actuelles que pour les années cibles.

Les GRD raccordés au RT se coordonnent entre eux ainsi qu'avec les GRD en aval pour le recensement des installations existantes, l'identification des installations prévues et, dans le cadre de la régionalisation, des besoins de développement restants pour lesquels il n'existe pas encore de projets concrets.

Page 20/32

éventuellement activable à l'avenir par les consommateurs/centrales/accumulateurs du réseau de distribution¹⁵. En revanche, la planification du réseau indique quelles flexibilités (producteurs réglables, accumulateurs et consommateurs) seraient nécessaires pour éviter, le cas échéant, des projets de lignes.

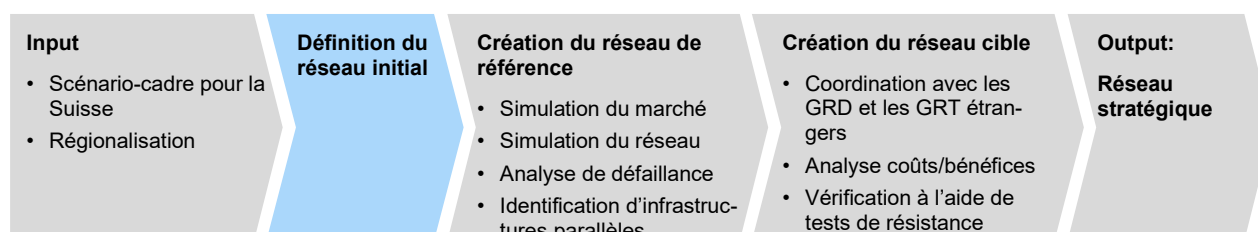
Swissgrid détermine la charge par nœud électrique du NR1 par scénario en transformant la consommation totale de la Suisse par scénario à l'année cible en une courbe de charge annuelle horaire à l'aide d'un profil de charge standard ENTSO-E¹⁶. Celle-ci est ensuite répartie entre les nœuds électriques du NR1¹⁷, en utilisant comme base la répartition actuelle de la consommation (prise en compte des priorités de consommation actuelles). Les variations de consommation dues à des projets connus de grande envergure peuvent être directement attribuées à des nœuds électriques. L'augmentation de la consommation restante entre aujourd'hui et l'année cible est répartie entre les nœuds électriques proportionnellement à l'évolution de la population locale. Remarque: à long terme, il serait envisageable d'appliquer des profils de charge spécifiques aux groupes de clients. Il n'existe cependant pas actuellement de données suffisamment fiables à ce sujet.

7.3 Régionalisation à l'étranger

Dans le cadre du processus TYNDP, ENTSO-E a mis à la disposition de ses membres des modèles de réseau contenant des données déjà régionalisées que Swissgrid utilise pour sa planification de réseau.

8 Détermination du réseau initial

Outre les données d'entrée externes issues des scénarios et de la régionalisation, Swissgrid a également besoin d'un modèle de réseau, appelé réseau initial, comme situation de départ pour le processus de planification du réseau. Le Réseau stratégique comprend, en tant que résultat de la planification du réseau, tous les projets de réseau qui doivent être ajoutés au réseau initial afin de pouvoir garantir une exploitation sûre du réseau durant l'année cible également.



Le réseau initial comprend les éléments de réseau suisses suivants:

- éléments de réseau actuellement en service et dont la consignation n'est pas prévue d'ici à l'année cible;
- éléments de réseau dont la mise en service est prévue d'ici à l'année cible.

La décision d'inclure dans le réseau initial les projets de réseau qui n'ont pas encore été mis en service se base sur la planification technique pluriannuelle de Swissgrid.

Pour l'Europe continentale, Swissgrid utilise un modèle de réseau d'ENTSO-E. Le modèle de réseau actuel est complété par d'autres projets de réseau afin de représenter l'état probable à l'année cible. Le TYNDP

¹⁵ Dans le projet RS 2040, il a été dérogé à ce principe dans la mesure où les flexibilités disponibles mentionnées dans le SC CH ont été supposées utilisables dans la simulation de marché. En outre, on a supposé qu'il était possible de réguler la production d'énergie photovoltaïque/éolienne qui ne peut pas être consommée ou stockée.

¹⁶ Le profil de charge ENTSO-E est généré par zone de marché en prenant le nombre de pompes à chaleur, de véhicules d'e-mobilité, de centres de calcul, etc. du SC CH et en l'introduisant dans l'outil ENTSO-E.

¹⁷ Chaque commune a été attribuée proportionnellement aux nœuds électriques du NR1 par les GRD raccordés au RT.

Mapping: Les résultats par zone de marché de la simulation du marché sont répartis entre les nœuds du modèle de réseau européen à l'aide de ce que l'on appelle le mapping. La production horaire¹⁸ et la consommation par nœud électrique sont ainsi connues en tant que grandeurs d'entrée pour la simulation du réseau.

Simulation du réseau: Pour chaque scénario, des simulations du réseau sont calculées à l'aide du modèle de réseau européen et les éventuelles congestions (violations n-1) sont identifiées¹⁹. Cela met en évidence les endroits où il est encore nécessaire de développer le réseau.

Renforcement du réseau selon le principe ORARE: Le principe ORARE est toujours appliqué lors du renforcement du réseau. Le principe ORARE signifie «optimisation du réseau avant renforcement du réseau avant développement du réseau». Il vise à réduire autant que possible l'impact environnemental et paysager du développement du réseau. Si une exploitation plus efficace du réseau (p. ex. mesures topologiques, re-dispatch ou utilisation de la flexibilité) ne suffit pas à maîtriser une congestion identifiée, on procède d'abord à l'optimisation du réseau et, si cela ne permet pas d'atteindre l'objectif, on cherche à renforcer le réseau (p. ex. conducteurs plus performants, tension plus élevée) et, en dernier recours, à développer le réseau (nouveau tracé). L'illustration 10: permet de visualiser comment le réseau de référence est progressivement créé à partir du réseau initial (remarque: détermination effectuée avec le modèle de réseau européen).

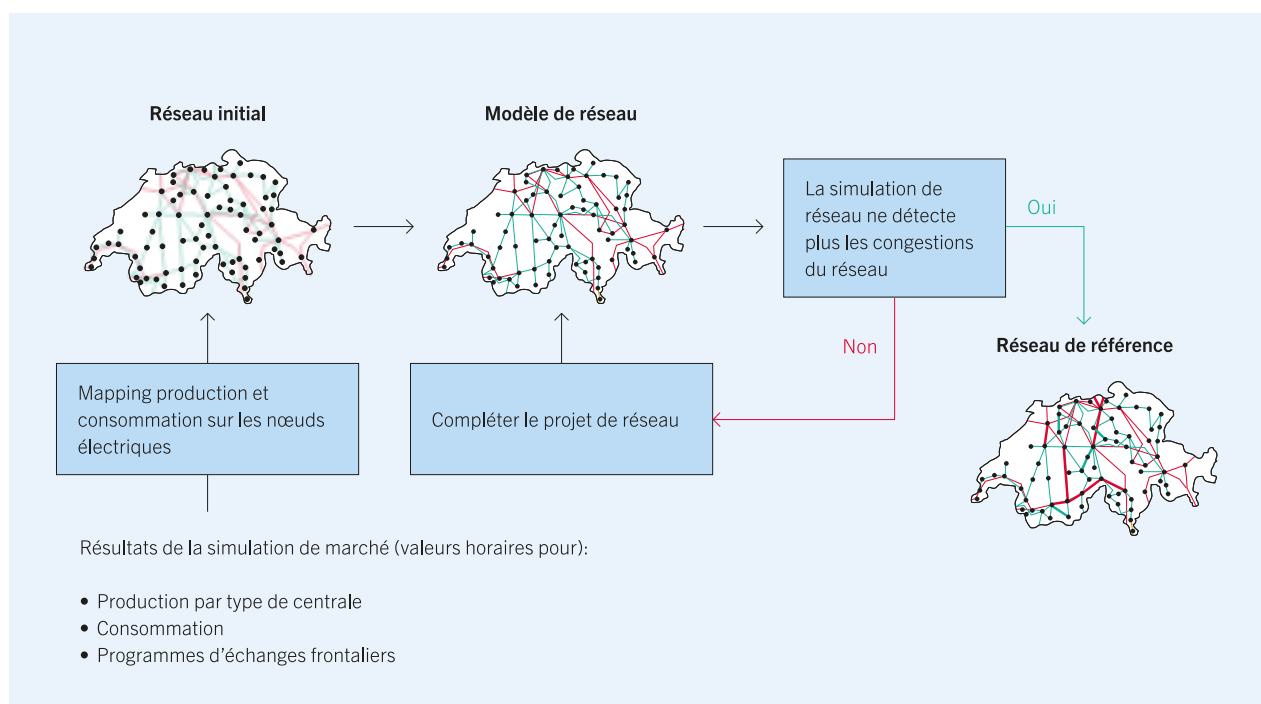


Illustration 10: Visualisation de la création du réseau de référence

Nouvelle simulation du réseau pour déterminer s'il existe encore des congestions: La simulation du réseau est à nouveau effectuée pour les scénarios du SC CH avec le réseau renforcé. Si les congestions significatives n'ont pas toutes été éliminées, il faut prendre des mesures supplémentaires de renforcement

¹⁸ Le mapping fournit pour chaque nœud électrique le pourcentage d'utilisation de la capacité de la centrale électrique qui y est installée par type de centrale électrique et donc, en somme, l'injection locale.

¹⁹ Les futures violations de tension sont déterminées avec le réseau cible dans le cadre de tests de résistance.

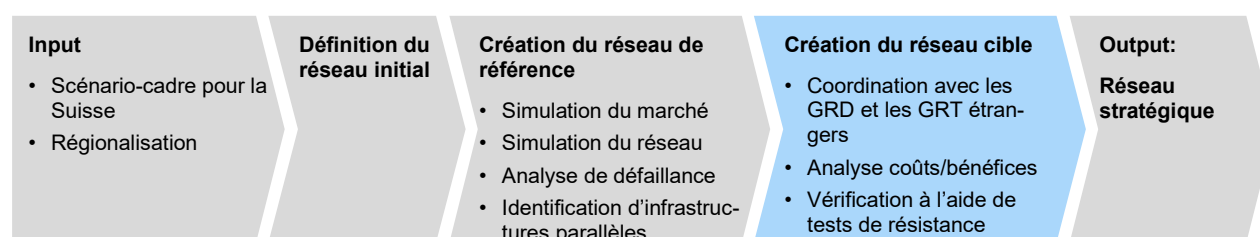
du réseau (soit en lançant de nouveaux projets, soit en combinant les projets déjà créés d'une manière plus avantageuse).

Information des GRT étrangers et des parties prenantes raccordées au RT: Les projets de réseau supplémentaires qui sont pertinents pour d'autres gestionnaires de réseau sont présentés à ces derniers. À cet effet, des échanges bilatéraux ont lieu avec les GRT voisins et, en Suisse, avec les GRD, les EC et les CFF raccordés directement au RT concernés. L'objectif est d'éviter les influences négatives sur les réseaux voisins, les doubles investissements dus à des projets d'infrastructure parallèles et les zones d'ombre.

Contrôle final du réseau de référence provisoire: Les nouveaux projets de réseau modifient le modèle de réseau. C'est pourquoi la simulation du marché et la simulation du réseau doivent être effectuées une nouvelle fois à des fins de contrôle. En théorie, cela permettrait d'identifier à nouveau les congestions, qui pourraient à leur tour être résolues à l'aide d'un renforcement du réseau selon le principe ORARE.

Output réseau de référence: Le réseau de référence est disponible.

10 Création du réseau cible



Ce chapitre décrit comment les projets supplémentaires du réseau de référence sont coordonnés avec les gestionnaires de réseau concernés et évalués au moyen d'une analyse coûts/bénéfices (Cost Benefit Analysis, CBA). Il décrit également comment on décide lesquels de ces projets du réseau de référence seront effectivement intégrés dans le réseau cible, appelé Réseau stratégique.

La robustesse et l'adéquation du réseau cible sont en outre démontrées par des tests de résistance.

10.1 Coordination du réseau de référence avec les gestionnaires de réseau

Swissgrid coordonne ses projets de réseau issus du réseau de référence avec les gestionnaires de réseau de distribution directement concernés et les GRT étrangers concernés.

10.2 Analyse coûts/bénéfices (CBA)

La CBA fournit l'évaluation de chaque mesure d'extension du réseau d'un point de vue économique, environnemental et technique et sert ainsi de preuve de besoin.

Le document actuel d'ENTSO-E relatif à la CBA constitue la base de la CBA.

La CBA n'est réalisée que pour le scénario directeur du SC CH et la preuve du besoin est ainsi apportée par projet. Si cela est pertinent, il est possible d'utiliser jusqu'à trois années climatiques différentes afin de mettre en évidence les effets des différentes évolutions climatiques sur les catégories de bénéfice.

Pour chaque projet de réseau supplémentaire X²⁰, la CBA est réalisée comme suit: les coûts et les bénéfices sont d'abord déterminés pour le réseau de référence. Ensuite, les coûts et les bénéfices sont déterminés pour le réseau de référence sans le projet X. Les coûts et les bénéfices sont ensuite comparés avec ceux du projet X. En comparant les résultats une fois pour le réseau de référence avec le projet X et une fois pour le réseau de référence sans le projet X, les bénéfices du projet X apparaissent clairement. Sur cette base, il est décidé si les bénéfices sont suffisamment pertinents pour que le projet X soit inclus dans le réseau cible (Réseau stratégique). Cette méthode d'analyse coûts/bénéfices s'appelle aussi TOOT – «Take Out One at the Time». L'illustration 11 ci-dessous permet de visualiser la méthodologie.

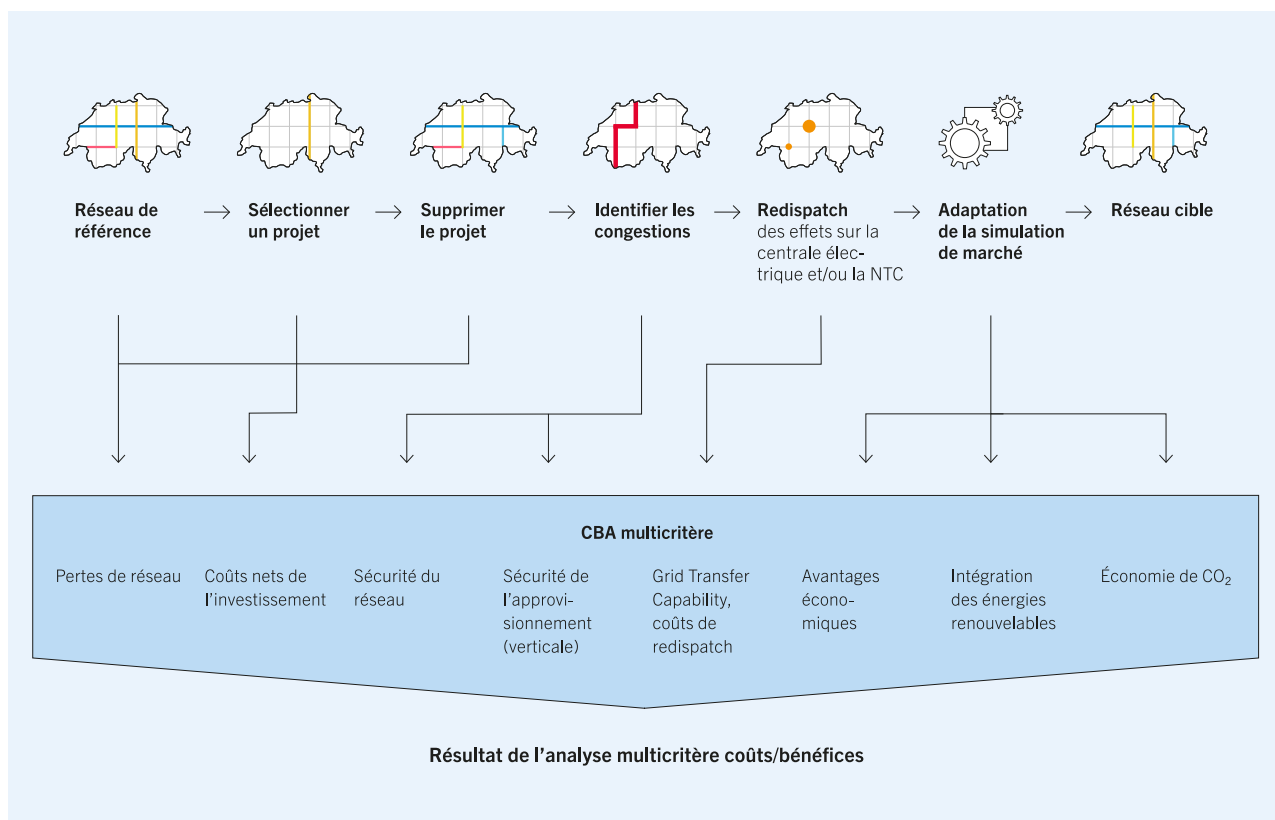


Illustration 11: Utilisation de l'analyse coûts/bénéfices pour déterminer le réseau cible

Pour déterminer les avantages monétaires actuels des projets, on utilise la méthode de la valeur actuelle nette (VAN). Tous les coûts et bénéfices monétaires exprimés en [CHF/a] et directement liés au projet X sont utilisés; en revanche, les catégories de bénéfice exprimées en unités physiques (p. ex. [t/a]) ou qualitatives (p. ex. 0 / + / ++) ne peuvent pas être intégrées dans le calcul de la VAN.

Si un projet de réseau présente une VAN négative, sa mise en œuvre n'est pas automatiquement exclue. Dans certains cas, les critères non monétaires peuvent faire pencher la balance, par exemple lorsque la sécurité d'approvisionnement/du réseau est augmentée de manière significative. Dans un tel cas, une justification compréhensible et spécifique au projet est effectuée sur la base des indicateurs qualitatifs.

Pour les projets de réseau qui pourraient être remplacés par la mise en valeur contractuelle des flexibilités existantes ou à construire des centrales, des consommateurs et/ou des accumulateurs, on montre quelles

²⁰ Pour les petits projets de réseau, dont le coût est inférieur à CHF 1.0 million, il n'y a pas de CBA.

quantités de redispatch seraient nécessaires chaque année et quels seraient leurs coûts estimés (bénéfice B9).

L'illustration 12 ci-dessous se fonde sur la CBA 4 d'ENTSO-E et donne un aperçu des différentes catégories de bénéfices (B_i), de coûts (C_i), de bénéfices résiduels (S_i) et de bénéfices supplémentaires (Z_i) qui sont évalués. Il est également possible de voir quelles catégories présentes dans la CBA 4 sont également utilisées en Suisse d'un point de vue méthodologique et celles qui ne le sont pas. Il existe également des catégories de bénéfices supplémentaires qui n'existent qu'en Suisse. L'illustration permet également de visualiser quelles catégories de bénéfices sont monétisées.

Catégories de bénéfices	Catégories de coûts	Autres effets	Catégories de bénéfices et effets spécifiques à la Suisse
B1: Bien-être socio-économique • Économies de combustible grâce à • l'intégration des RES • Coûts d'émissions de CO ₂ évités	C1: CAPEX C1: OPEX	S1: Environnement S2: Société S3: Autres	Z1: Sécurité du réseau (horizontale) Z2: Sécurité d'approvisionnement (verticale) Z3: Résilience du projet Z4: Impact environnemental Z5: Revenus nets ITC
B2: Variation des émissions de CO ₂			
B3: Intégration des énergies renouvelables			
B4: Variation des émissions autres que les émissions de CO ₂			
B5: Pertes de réseau			
B6: Adéquation			
B7: Flexibilité • Énergie d'ajustement • Capacités d'ajustement			
B8: Stabilité • Stabilité en fréquence • Démarrage autonome • Tension / Puissance réactive			
B9: Éviter la rénovation / le remplacement des infrastructures			
B10: Redispatch			

✓ Fait partie de la CBA suisse

✗ Ne fait pas partie de la CBA suisse

Monétisée

Nouveau (par rapport au Réseau stratégique 2025)

Adéquation du système

Sécurité des systèmes

Illustration 12: Catégories de coûts et de bénéfices de la CBA

Les coûts d'un projet de réseau suisse sont générés en Suisse (exception: ligne transfrontalière avec répartition des coûts), les bénéfices générés par un projet de réseau suisse peuvent être effectifs en Suisse mais aussi à l'étranger. Dans le cadre de la CBA, Swissgrid ne prend en compte que les coûts et les bénéfices qui sont générés en Suisse. Les catégories de coûts et de bénéfices sont définies comme suit:

B1 Augmentation du bien-être socio-économique	L'augmentation du bien-être socio-économique ou Socio-Economic Welfare (SEW) résultant du projet correspond à la différence entre les sommes des bénéfices des consommateurs, des producteurs et des propriétaires de réseaux de transport générés avec et sans le projet, en [CHF/an].
B3 Intégration des énergies renouvelables	Ce bénéfice se compose de deux éléments: <ul style="list-style-type: none"> La partie puissance [MW/a] correspond à la nouvelle puissance de centrales photovoltaïques/éoliennes pouvant être intégrée au réseau grâce au projet La partie énergie [MWh/a] correspond au réglage évité des centrales photovoltaïques et éoliennes (p. ex. lissage des pics)
B5 Réduction des pertes de réseau	Ce bénéfice détermine la modification des pertes de réseau [MWh/a] engendrée par le projet et la quantifie en [CHF/a].

B9 Réduction du redispatch et des échanges de contrepartie	Ce bénéfice indique la quantité d'énergie de redispatch [MWh/a] et de coûts de redispatch [CHF/a] qui peuvent être évités grâce au projet.
C1 CAPEX	Il s'agit des coûts d'investissement cumulés du projet [CHF].
C2 OPEX	Il s'agit des coûts d'exploitation annuels en [CHF/a] du projet.
Z0 Sécurité du réseau (horizontale)	Ce bénéfice décrit qualitativement dans quelle mesure le projet augmente la sécurité d'exploitation du réseau de transport en réduisant le nombre ou l'ampleur des violations n-1/n-k ou des violations de tension et en réduisant ainsi le risque de défaillances de réseau ou de cascades.
Z1 Amélioration de la sécurité d'approvisionnement (verticale)	Ce bénéfice décrit qualitativement dans quelle mesure le projet augmente la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finaux, par exemple en augmentant le nombre de raccordements du réseau de distribution au réseau de transport ou en renforçant les lignes en dérivation du réseau de transport par une ligne parallèle.
Z2 Résilience	Le bénéfice d'un projet est d'autant plus grand que le nombre de scénarios démontrant sa nécessité est élevé.
Z3 Augmentation des revenus nets ITC	Ce bénéfice comprend l'augmentation des revenus nets ITC pour la Suisse générés par le projet en [CHF/a].

Pour chaque projet, une fiche de projet est établie avec la même structure. Celle-ci comprend les coûts, les bénéfices par catégorie, une proposition de mise en œuvre ainsi qu'une déclaration de priorité et d'urgence.

Le processus de planification du réseau se termine par la présentation du Réseau stratégique à l'EICom pour examen et sa publication après validation.

10.3 Tests de résistance

Des tests de résistance et des analyses sont effectués avec le réseau cible. C'est dans ces derniers que sa robustesse a dû faire ses preuves, y compris dans des situations extrêmes. Des tests de résistance possibles sont des défaillances multiples. On entend par là la défaillance de lignes ou de jeux de barres. On mène également une analyse de la tension. Par ailleurs, il est possible d'envisager des scénarios extrêmes dans le parc des centrales électriques, y compris des défaillances de centrales.

Le cas échéant, des risques tels que des défaillances en cascade ou un effondrement de la tension sont détectés. Il faut maintenant décider en connaissance de cause, au cas par cas, si ces risques sont tolérables ou si des mesures doivent être prises.

11 Réseau stratégique

La somme des projets nécessaires pour faire passer le réseau initial au réseau cible est appelée Réseau stratégique.

On est désormais en présence du Réseau stratégique. Les projets identifiés sont nécessaires pour disposer d'un RT robuste à l'avenir. La valeur ajoutée des projets a été démontrée dans l'analyse coûts/bénéfices. La

coordination des projets avec les gestionnaires de réseaux voisins a en outre permis de garantir que les projets n'entraînent pas d'implications négatives sur des tiers.

Le Réseau stratégique est mis à jour tous les quatre ans sur la base de scénarios régulièrement révisés.

12 Glossaire et abréviations

Les termes et abréviations suivants sont importants pour la compréhension du document.

12.1 Glossaire

Scénarios ENTSO-E	Tous les deux ans, ENTSO-E et ENTSGO élaborent conjointement un scénario-cadre pour l'électricité et le gaz pour l'Europe.
ERAA (European Resource Adequacy Assessment)	Analyse d'adéquation annuelle complète d'ENTSO-E, prescrite par le Clean Energy Package (CEP) comme dispositif visant à évaluer la nécessité des mécanismes de capacité.
Zone de marché	Dans cette zone, un prix de marché unique s'applique à un moment donné ou à une période de décompte donnée (heure ou quart d'heure). On parle donc aussi de zone de prix ou de bidding zone. Pour les acteurs du marché, la zone de marché est une zone dans laquelle il n'existe aucune congestion ni restriction pour le commerce de l'électricité. Les gestionnaires de réseau maîtrisent les congestions à l'intérieur de la zone de marché par des mesures topologiques ou par le redispatch des producteurs, des accumulateurs ou des consommateurs. Souvent, les zones de marché sont identiques aux frontières nationales. Dans le cas de la Suisse, cela s'applique dans une large mesure, la zone de marché suisse comprenant également certaines régions périphériques des pays voisins ou des régions périphériques de la Suisse appartenant à des zones de marché étrangères. En Italie et dans les pays scandinaves, par exemple, il existe plusieurs zones de marché sur les territoires nationaux.
Liste des GO	La liste des garanties d'origine est une liste de toutes les centrales électriques suisses existantes.
Simulation du marché	Pour chaque zone de marché, on dispose pour l'année cible des courbes horaires de la charge, du rayonnement solaire et du vent, ainsi que de la composition du parc des centrales électriques (séparées par technologie), des prix des combustibles et du CO ₂ , entre autres sur la base des scénarios du SC CH et des scénarios ENTSO. La simulation donne, pour chaque zone de marché et chaque scénario, les prix horaires du marché, l'utilisation des centrales électriques, les émissions générées par l'utilisation des centrales électriques ainsi que la position nette des zones de marché. Ces derniers sont déterminés lors d'un calcul FBMC. En échangeant de l'énergie entre les zones de marché, les prix dans ces zones s'équilibrent.
Nœuds électriques	Un nœud électrique dans le RT est une sous-station au niveau de laquelle des centrales électriques et/ou des réseaux de distribution et/ou des centrales de conversion/de transformation sont raccordés au RT.

Simulation du réseau	La charge et la production issues de la simulation du marché sont réparties sur les nœuds électriques du réseau initial via une clé définie (mapping). Il est désormais possible de détecter les congestions du réseau. Des projets sont ajoutés jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de congestions. Le réseau ainsi obtenu est appelé réseau de référence. Les résultats de la simulation du réseau sont, entre autres, les projets de développement du réseau nécessaires, la localisation et la fréquence des congestions du réseau et des violations de tension, les pertes de réseau, etc.
Principe ORARE	Le principe ORARE signifie «optimisation du réseau avant renforcement du réseau avant développement du réseau». Il vise à réduire autant que possible l'impact environnemental et paysager du développement du réseau. Si une exploitation plus efficace du réseau ne suffit pas à maîtriser une congestion identifiée, on cherchera d'abord à optimiser le réseau, puis, si cela ne suffit pas, à le renforcer ainsi qu'à le développer en dernier recours.
Réseau de référence	Il s'agit du réseau de transport suisse qui ne présente pas de congestions structurelles importantes en cas d'application des scénarios pour l'année cible.
Remedial Actions	Il s'agit de mesures que les GRT prennent en cours d'exploitation afin de garantir une exploitation stable du réseau. Ils prennent tout d'abord des mesures topologiques gratuites (p. ex. mesures de manœuvre, sections de jeux de barres, gradients de transformateurs). Si celles-ci ne suffisent pas, des mesures coûteuses sont prises (p. ex. redispach de centrales électriques, countertrade entre zones de réglage).
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement: avec le «Synchronous Area Framework Agreement», les gestionnaires de réseau de transport d'Europe continentale, dont Swissgrid, se sont contractuellement engagés en 2019 à mettre en œuvre les codes de réseau nécessaires à la sécurité opérationnelle du réseau ainsi que les dispositions d'exécution définies en commun.
SEW (Socio-Economic-Welfare)	Le SEW du projet X est la différence entre les sommes des bénéfices des consommateurs, des producteurs et des propriétaires de réseaux de transport, qui seraient générés avec et sans le projet X. ENTSO-E autorise deux méthodes pour déterminer le SEW: l'approche Generation Cost (coûts de génération) et l'approche Total Surplus (surplus total). L'approche Total Surplus, qui permet d'évaluer les projets pays par pays, est celle utilisée par Swissgrid.
Réseau initial	Il s'agit ici du réseau de transport de la Suisse et du réseau de transport d'Europe continentale. Il comprend tous les éléments de réseau actuellement en service ou qui seront mis en service d'ici à l'année cible.
Réseau stratégique	Il s'agit de l'ensemble des projets de développement et de démantèlement du réseau en Suisse qui permettent de passer du réseau initial au réseau cible.
Scénario-cadre	Il existe un scénario-cadre national (SC CH) et un scénario-cadre européen (scénarios ENTSO). Le premier SC CH a été publié par l'OFEN en novembre 2022. Il doit être mis à jour tous les quatre ans.

TOOT («Take Out One at the Time»)	Il s'agit d'une méthode utilisée par Swissgrid et ENTSO-E pour déterminer la valeur ajoutée de chaque projet X supplémentaire du réseau de référence. Afin de pouvoir déterminer les coûts et les bénéfices de la CBA, l'analyse est d'abord effectuée pour le réseau de référence complet. Ensuite, on laisse tomber le projet X et on refait l'analyse. En déterminant et en comparant les coûts et les bénéfices pour les deux cas, il est possible de déterminer les coûts et les bénéfices du projet X. Cette opération est réalisée de la même manière pour chaque projet et permet de mettre en évidence les coûts et les bénéfices de chacun d'entre eux. Sur cette base, Swissgrid décide quels projets supplémentaires du réseau de référence feront partie du réseau cible. Les méthodes d'analyse utilisées sont la simulation de marché et la simulation du réseau.
Année cible	L'année cible est l'année à laquelle le prochain Réseau stratégique est déterminé.
Réseau cible	Il s'agit ici du réseau de transport suisse qui est effectivement visé pour l'année cible. En appliquant la procédure CBA aux projets supplémentaires du réseau de référence et en effectuant des tests de résistance, il est possible de déterminer clairement quels projets offrent une valeur ajoutée suffisante et doivent donc être effectivement mis en œuvre.

12.2 Abréviations

GT CRPR	Groupe de travail «Coordination régionale de la planification du réseau»
OFROU	Office fédéral des routes
OFT	Office fédéral des transports
OFEN	Office fédéral de l'énergie
CBA	Cost Benefit Analysis (analyse coûts/bénéfices)
DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
EICom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSO-E	Association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
ENTSO-G	Association européenne des gestionnaires de réseau de transport de gaz
PE	Perspectives énergétiques
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FBMC	Flow based market coupling
FACTS	Flexible AC Transmission System
CCHT	Transmission de courant continu à haute tension

ITC	Inter-TSO-Compensation
EC	Exploitant de centrale
MW	Mégawatt
NR	Niveau de réseau
NTC	Net Transfer Capacity
PST	Phase-Shift-Transformer (transformateur déphaseur)
PV	Énergie photovoltaïque
COT	Conférence pour l'organisation du territoire
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
SC CH	Scénario-cadre pour la Suisse
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
RT	Réseau de transport
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution

13 Index des illustrations

Illustration 1: Processus d'évolution du réseau de transport en mutation	5
Illustration 2: Aperçu du processus TYNDP	7
Illustration 3: Distinction entre le processus de planification du réseau et le processus de développement du réseau	8
Illustration 4: Élaboration récurrente du Réseau stratégique	8
Illustration 5: Étapes du processus de planification du réseau	14
Illustration 6: Processus d'élaboration et de validation du SC CH	16
Illustration 7: Processus global de mise à disposition des données pour la planification du réseau	19
Illustration 8: Visualisation des données saisies par nœud électrique	20
Illustration 9: Processus de création du réseau de référence	22

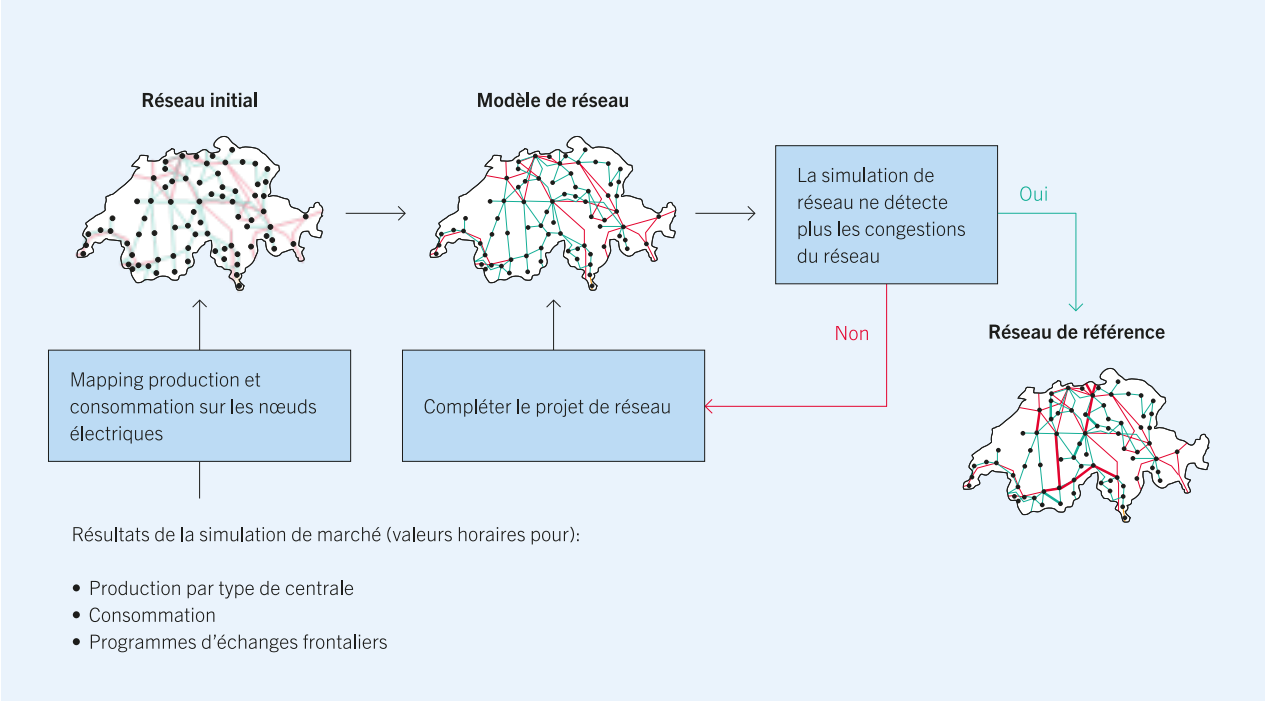


Illustration 10: Visualisation de la création du réseau de référence	23
Illustration 11: Utilisation de l'analyse coûts/bénéfices pour déterminer le réseau cible	25
Illustration 12: Catégories de coûts et de bénéfices de la CBA	26