

Orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux d'électricité

Table des matière

1.	Introduction	3
1.1.	Cadre légal.....	3
1.2.	Missions du régulateur	4
1.2.1.	Plan de développement des réseaux à très haute tension.....	5
1.2.2.	Plans de développement des réseaux à haute, moyenne et basse tension.....	5
1.2.3.	Autres missions en lien avec l'élaboration et la mise à jour des plans de développement.....	6
2.	Besoins d'investissements	7
2.1.	PNEC.....	7
2.2.	Besoins de capacité identifiés.....	8
2.3.	Contribution du plan de développement aux besoins	10
2.4.	Conclusions quant à la couverture des besoins identifiés.....	10
3.	Concordance avec le EU TYNDP.....	11
4.	Orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité.....	12
4.1.	Quelles sont les grandes lignes du processus d'établissement et de révision des plans de développement ?.....	12
4.2.	Qu'est-ce qu'un plan de développement.....	15
4.3.	Qu'attend-on d'un plan de développement ?.....	15
4.4.	Pourquoi une consultation publique ?.....	15
4.5.	Quels éléments devraient se retrouver dans les plans de développement ?.....	17
4.5.1.	Cadre général de réalisation du plan	17
4.5.2.	Horizon d'analyse, évolutions, tendances structurelles et objectifs du plan ..	17
4.5.3.	Premier élément du triptyque - Scénarios et données de référence	18
4.5.4.	Deuxième élément du triptyque - Méthodologie et critères	20
4.5.5.	Troisième élément du triptyque - Portefeuille de projets	21
4.5.6.	Analyses de sensibilité et analyses CBA.....	22
5.	Recommandations pour la prochaine itération du plan de développement du réseau de transport (2026)	22

1. Introduction

1.1. Cadre légal

Les dispositions de l'article 27bis de la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, introduites à l'occasion de la loi du 9 juin 2023 (« Loi électricité »), posent le cadre de l'établissement par chaque gestionnaire de réseaux d'un plan de développement décennal. Ces plans doivent en outre être mis à jour au moins tous les deux ans.

Les plans décennaux de développement des réseaux de transport et de distribution représentent conjointement un programme national d'investissement qui a pour but de garantir que les réseaux publics d'électricité soient en adéquation avec les objectifs de politique énergétique fixés par l'État et que le développement de ces réseaux soit cohérent en termes d'ampleur, de rythme et de coût avec l'atteinte de ces objectifs.

L'élaboration de tels plans fait désormais partie des missions légales de chaque gestionnaire de réseaux. En effet, si cette tâche faisait historiquement partie des missions du gestionnaire du réseau de transport (« GRT »), cette obligation est nouvelle pour les gestionnaires de réseaux de distribution (« GRD »).

En outre, la mise à jour systématique, à minima tous les deux ans, des plans décennaux conformément à l'article 27bis de la Loi électricité instaure un processus cyclique de communication axé sur la transparence, l'implication et la coordination de tous les acteurs concernés.

L'article 27bis de la Loi d'électricité esquisse par ailleurs la structure de ces plans.

De manière générale, les plans doivent permettre d'identifier les montants concernés par les investissements planifiés pour le maintien, le renouvellement, le renforcement et l'extension du réseau, qu'il s'agisse de projets propres du gestionnaire de réseaux ou de projets conjoints avec des réseaux tiers, par exemple dans le cadre de la réalisation de projets transfrontaliers du plan décennal européen établi tous les 2 ans (« EU TYNDP¹ »).

Outre la coordination nécessaire entre gestionnaires de réseaux et l'implication des parties prenantes dans l'identification et la définition des besoins, tous les plans de développement doivent faire l'objet d'une consultation publique à l'initiative des gestionnaires de réseaux. Les résultats du processus de consultation, ainsi que les plans de développement eux-mêmes, doivent ensuite être publiés sur le site internet des gestionnaires de réseaux.

¹ TYNDP = ten year network development plan, <https://tyndp.entsoe.eu/explore/what-is-the-tyndp-and-why-does-europe-need-a-plan-for-electricity-infrastructure-1>

Pour ce qui concerne les réseaux à très haute tension, le plan doit :

- être basé sur une estimation par le GRT de l'évolution de la charge électrique et des injections, sur base de plusieurs scénarios d'évolution des besoins ;
- indiquer aux acteurs du marché les principales infrastructures de très haute tension qui doivent être construites ou remises à niveau durant les dix prochaines années ;
- répertorier tous les investissements déjà décidés et recenser les nouveaux investissements devant être réalisés durant les trois prochaines années ;
- fournir un calendrier pour tous les projets d'investissement ;
- tenir pleinement compte du potentiel d'utilisation de la participation active de la demande, des installations de stockage d'énergie ou d'autres alternatives aux investissements ;
- être cohérent avec les plans d'investissement des réseaux pour l'ensemble de l'Union européenne et des réseaux régionaux ;
- être notifié au régulateur, après consultation.

Pour ce qui concerne la haute, la moyenne et la basse tension, les plans de développements des réseaux :

- offrent de la transparence quant aux services de flexibilité technique à moyen et long termes qui sont nécessaires ;
- énoncent les investissements programmés pour les cinq à dix prochaines années ;
- mettent l'accent sur les principales infrastructures nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques ;
- incluent également le recours à la participation active de la demande, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources ;
- sont transmis au régulateur, au ministre et au commissaire du gouvernement à l'énergie, après consultation.

1.2. Missions du régulateur

Nonobstant la concertation avec les gestionnaires de réseaux dans le cadre de l'établissement de ces plans et du suivi de leur réalisation, notamment dans le cadre du processus d'approbation des tarifs réseaux, l'Institut Luxembourgeois de Régulation (« Institut ») est d'avis que l'amélioration continue de la qualité des processus mis en œuvre pour réaliser les plans de développement, ainsi que de la qualité des documents eux-mêmes, est un objectif indispensable pour augmenter la visibilité, la transparence et la compréhension du lien entre les besoins en infrastructure et les moyens mis en œuvre pour les réaliser et par conséquent, entre les dépenses d'investissement et les bénéfices pour la collectivité en terme de nouvelles capacités disponibles, de qualité et de sécurité d'approvisionnement.

De manière spécifique, le législateur définit les missions de l'Institut dans le cadre de l'établissement et de l'actualisation des plans de développement au niveau de l'article 27bis de la Loi électricité.

1.2.1. Plan de développement des réseaux à très haute tension

En ce qui concerne le plan décennal de développement du réseau à très haute tension, l'Institut examine :

- si ce plan couvre tous les besoins qui ont été recensés en matière d'investissement ;
- s'il est cohérent avec le plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne² instauré par l'article 30, paragraphe 1^{er}, point b), du règlement (UE) 2019/943.

Dans le cadre de ces missions, l'Institut :

- soumet le plan décennal de développement du réseau à très haute tension élaboré par le gestionnaire de réseau de transport à la procédure de consultation publique, dont les résultats sont publiés et notifiés au ministre ;
- peut exiger du gestionnaire de réseau de transport qu'il modifie son plan décennal de développement du réseau au regard de la cohérence avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union ;
- dans l'éventualité où le GRT, pour des motifs autres que des raisons impérieuses qu'il ne contrôle pas, ne réaliserait pas un investissement qui aurait dû être réalisé dans les trois ans conformément au plan et qui reste pertinent dans le cadre du développement des réseaux, le régulateur prend les mesures prévues par la Loi électricité pour garantir la réalisation de l'investissement en question.

1.2.2. Plans de développement des réseaux à haute, moyenne et basse tension

En ce qui concerne les plans décennaux de développement des réseaux à haute, moyenne et basse tension, l'Institut peut adresser une demande justifiée de modification des plans aux gestionnaires de réseaux.

² Règlement (UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2022 sur les orientations relatives aux infrastructures énergétiques transeuropéennes, règlements (CE) n° 715/2009, (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 - <https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/network-development/consistency-national-and-eu-wide-network-development-plans>

1.2.3. Autres missions en lien avec l'élaboration et la mise à jour des plans de développement

Il est utile de rappeler que l'Institut remplit des missions qui sont en lien, parfois indirect, avec l'établissement et la mise en œuvre des plans de développement des réseaux. Ainsi, à titre illustratif, le législateur attend du régulateur qu'il :

- contribue à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux sûrs, fiables, performants ;
- surveille la coopération technique entre les gestionnaires de réseaux de transport de l'Union européenne ;
- contrôle et évalue la performance du GRT et des GRDs en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ;
- arrête selon des critères transparents les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux ;
- approuve les tarifs réseaux qui couvrent les coûts efficaces encourus par les gestionnaires de réseaux dans l'exercice de leurs missions ;
- veille à ce que les tarifs permettent d'améliorer la participation des utilisateurs de réseaux à l'efficacité du système, y compris par la participation active de la demande, la production distribuée, l'autoconsommation, le partage d'énergie électrique et les effacements.

Compte tenu du contexte global caractérisé par des besoins croissants en matière de capacité des réseaux électriques, notamment pour atteindre les objectifs de décarbonation et garantir un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement, les investissements sont devenus le facteur déterminant dans l'évolution des tarifs réseaux.

Dans ce cadre, l'Institut encourage l'adoption des meilleures pratiques pour promouvoir l'efficacité dans les processus liés au développement de réseaux performants en phase avec la réalité des contraintes et des besoins.

C'est pourquoi l'Institut s'implique également dans tous les aspects du développement du réseau, à fortiori dès lors qu'il s'agira d'analyser le rapport entre les bénéfices et les coûts qui seront portés à charge de la collectivité.

Ainsi, il est important pour l'Institut de contribuer au développement de méthodologies et de bonnes pratiques pour la mise en œuvre de dispositions légales en vue de maximiser l'efficacité technico-économique des plans de développement d'une part, mais aussi d'augmenter la compréhension, l'implication et l'adhésion des parties prenantes face aux enjeux et aux solutions envisagées pour y répondre d'autre part.

Finalement, il s'agit de faciliter la compréhension du lien entre l'évolution de la base des coûts (investissements et charges d'exploitation) envisagée au travers des plans de développement et l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux.

Les processus et documents existants réalisés par Creos Luxembourg S.A. (« Creos »), en sa qualité de GRT, notamment le « Scenario Report » à lire conjointement avec le plan de développement du réseau de transport, représentent une excellente base de travail pour compléter l'exercice et le généraliser.

2. Besoins d'investissements

2.1. PNEC

Au niveau national, le Luxembourg a formalisé son plan national pour l'énergie et le climat (« PNEC ») du 20 mai 2020 en exécution du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat. L'objectif à long terme consiste à atteindre la neutralité carbone, le "zéro émissions nettes" au Luxembourg d'ici 2050 au plus tard, en tenant compte d'objectifs intermédiaires à l'horizon 2030.

Il est important de noter que la version actuelle du plan de développement décennal 2024-2034 de Creos, soumise à consultation publique entre le 15 avril 2024 et le 15 mai 2024, et les scénarios³ qui le sous-tendent, ont été élaborés en cohérence avec la première version du PNEC pour la période 2021-2030, qui depuis a été mis à jour le 17 juillet 2024.

Sans remettre fondamentalement en cause les objectifs initiaux, la nouvelle version du PNEC augmente le niveau cible pour la production d'énergies renouvelables à hauteur de 37% dans la consommation d'énergie finale⁴ brute en 2030 (25% dans la version 2020). Pour le secteur électrique spécifiquement, le Luxembourg vise désormais un objectif de 39,1 % d'électricité renouvelable dans sa consommation finale d'électricité en 2030 ce qui constitue une progression nette par rapport à la version du PNEC du 20 mai 2020 (objectif initial : 33,6 %) renforçant donc les objectifs en matière d'énergies renouvelables. Parallèlement, la consommation d'électricité augmenterait de manière significative dans tous les secteurs clés (électromobilité, chaleur, processus industriel etc.).

L'instauration du cycle de révision biannuel des plans d'investissements par les dispositions de l'article 27bis de la Loi électricité permettra une actualisation du plan de développement

³ Scenario Report 2040, version 2022, publiée le 15 mars 2023

⁴ La directive (UE) 2018/2001 dite RED II, définit la consommation d'énergie finale brute comme la somme de la consommation finale dans l'industrie, les transports, les services, le résidentiel et l'agriculture-pêche. À cela s'ajoutent la consommation d'électricité et de chaleur pour la production d'électricité, de chaleur et de carburants destinés aux transports, et les pertes sur les réseaux pour la production et le transport d'électricité et de chaleur.

du réseau de transport au plus tard en 2026. En effet, sur base du PNEC pour la période 2021-2030 mis à jour en juillet 2024, Creos établira le prochain « Scenario Report » courant 2025. Fort des conclusions de ce rapport, le gestionnaire pourra analyser et réévaluer les différents impacts sur le système électrique et la planification du réseau, et ainsi mettre à jour le plan de développement pour le réseau de transport en 2026.

Pour les besoins du présent rapport, il est donc encore approprié de considérer les données de la version du PNEC du 20 mai 2020, tandis que la prochaine édition du Creos Scenario Report, prévue en 2025, sera basée sur le PNEC mis à jour.

2.2. Besoins de capacité identifiés

Le dimensionnement du réseau électrique est établi en tenant compte de situations d'exploitation spécifiques qui mettent le système sous pression.

De manière générale, en hiver, lorsque la demande d'électricité dépasse largement la production nationale, l'équilibre du système dépend de la capacité maximale d'importation disponible. En revanche, au printemps ou en été, lorsque la production d'électricité nationale est élevée mais que la demande peut être réduite, il y a potentiellement une production d'électricité excédentaire à « évacuer ». À court terme, un tel excédent de production ne devrait pas se présenter de manière significative, mais il convient cependant d'ores et déjà d'en tenir compte au regard de l'augmentation prévue du parc de production national.

Historiquement, le Luxembourg est structurellement dépendant des importations depuis l'Allemagne. Le réseau actuel permet de couvrir la charge de pointe dans le réseau. En 2023, la pointe de consommation nationale s'établissait à 1057 MW et la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg, s'établissait à 796 MW, en ce compris les transits vers la Belgique via le transformateur-déphaseur (PST)⁵.

Actuellement il est toujours possible de couvrir la charge de pointe dans le réseau par des importations depuis le réseau de transport allemand voisin. Cela vaut non seulement pour l'exploitation normale, mais aussi pour les situations (n-1) en cas d'indisponibilité d'un des circuits de ligne et d'une puissance maximale résultante de 980 MVA⁶, ainsi que les situations (n-2) de rupture de pylône sur l'une des lignes doubles en provenance de l'Allemagne.

À l'horizon 2040⁷, Creos a projeté les prévisions suivantes :

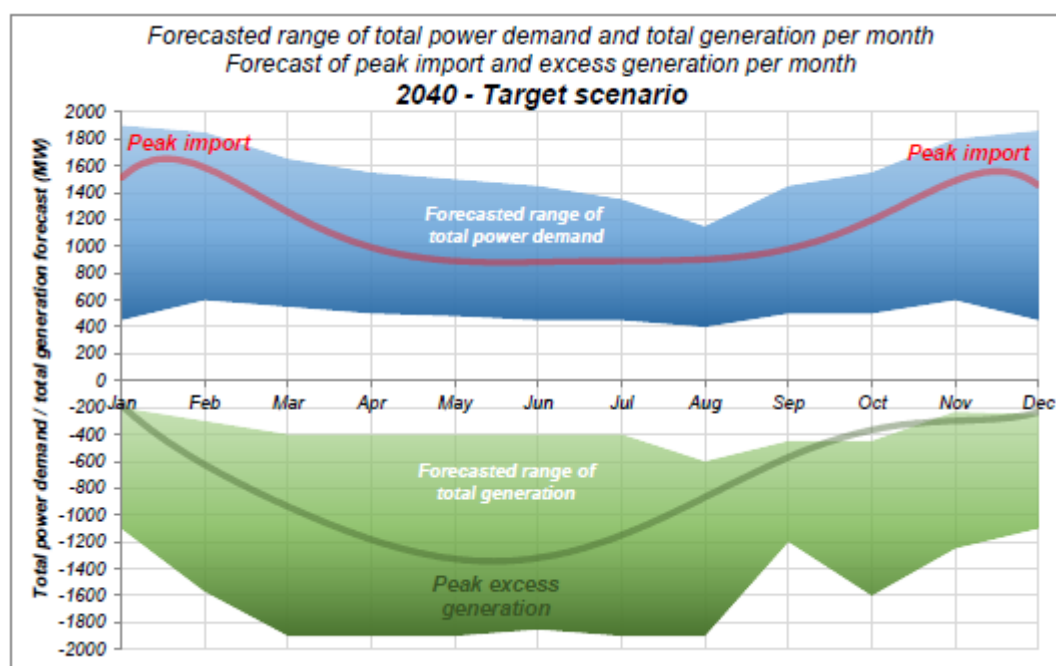
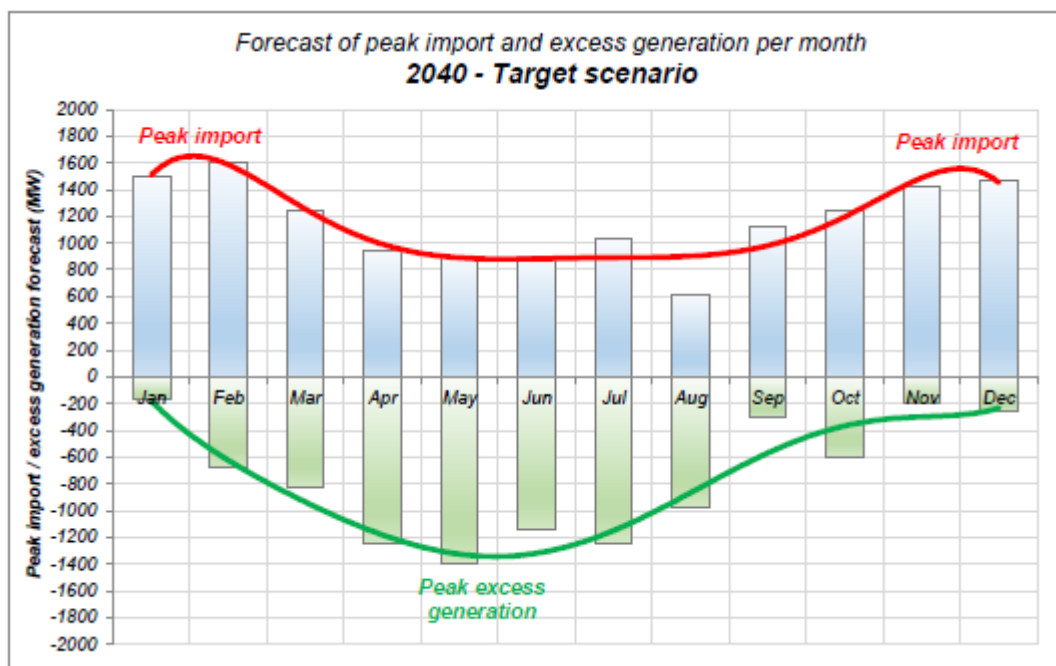
- Puissance de pointe maximale de la demande entre 1500 MW et 2000 MW
- Puissance maximale d'importation requise entre 1200 MW et 1600 MW
- Puissance maximale de production nationale entre 900 MW et 1940 MW avec un excédent maximal de production qui pourrait varier entre 400 MW et 1400 MW

⁵ Rapport de l'Institut Luxembourgeois de Régulation sur les activités et sur l'exécution de ses missions dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel 2023 publié en novembre 2024 page 32 et suivantes

⁶ Capacité maximale de l'infrastructure existante – Scénario report 2040 page 86

⁷ Scénario report 2040 pages 83 et suivantes

Les illustrations suivantes présentées en page 18 du plan de développement résument assez bien les enjeux.



À l'horizon 2030, les prévisions illustrées⁸ dans le « Scénario Report » nous permettent d'identifier les ordres de grandeurs suivants :

- Puissance de pointe maximale de la demande entre 1000 MW et 1600 MW
- Puissance maximale d'importation requise entre 870 MW et 1200 MW

⁸ Scenario Report 2040 du 10 mars 2023 - Chapitre Forecast à partir de la page 83

- Puissance maximale de production nationale entre 600 MW et 880 MW avec un excédent maximal de production entre 110 MW et 310 MW

2.3. Contribution du plan de développement aux besoins

Le Scénario de référence retenu pour le dimensionnement des réseaux et l'établissement de la version 2024-2034 du plan décennal de développement à très haute tension prévoit une puissance maximale d'importation pouvant aller jusqu'à 1200 MW en 2030 et jusqu'à 1600 MW en 2040, ainsi qu'un excédent de production nationale pouvant aller jusqu'à 300 MW en 2030 et jusqu'à 1400 MW en 2040.

Le plan proposé permet de garantir une capacité d'importation maximale depuis l'Allemagne de 1500 MW dans une première phase⁹, et d'envisager des solutions pour porter cette capacité à 2000 MW à l'horizon 2040¹⁰.

Pour réaliser les différentes étapes du développement du réseau, Creos a mis en place une série de projets spécifiques relatifs aux lignes aériennes à haute tension ou aux câbles souterrains ainsi que des projets relatifs aux stations et postes à haute tension.

2.4. Conclusions quant à la couverture des besoins identifiés

La consultation publique¹¹ organisée par Creos entre le 15 avril 2024 et le 15 mai 2024 concernant le plan de développement 2024-2034 n'a pas mis en évidence de besoins additionnels en termes d'investissements.

D'autre part, les investissements prévus permettront, une fois réalisés, de faire correspondre les besoins en capacité de prélèvement et d'injection.

Sur base des éléments actuellement à disposition de l'Institut, il ne semble donc pas y avoir d'éléments objectifs qui permettraient de conclure que le plan ne répond pas aux besoins identifiés, ni que les objectifs et besoins identifiés seraient insuffisants à l'horizon 2034.

Le cas échéant, Il serait également intéressant de préciser à l'avenir les capacités de production se rapportant à des projets d'ores et déjà identifiés, au regard des capacités disponibles pour le raccordement des unités de production renouvelable actuelles, ainsi que leur évolution dans le temps au fur et à mesure de la mise en œuvre du plan.

⁹ Milestone 1&2 – 380kV infeed à l'horizon 2030 & expansion 1 à l'horizon 2035.

¹⁰ Outlook 380kV expansion 2

¹¹ que les documents relatifs à la consultation publique sont accessibles au public sur le site internet de Creos, <https://www.creos-net.lu/particuliers/creos-luxembourg/ndp>

3. Concordance avec le EU TYNDP

Le développement des réseaux de transport d'électricité est essentiel pour l'intégration du marché européen, la sécurité de l'approvisionnement et le développement durable en Europe. Le plan de développement du réseau à l'échelle de l'Union européenne (« EU TYNDP ») élaboré par ENTSO-E¹² est un outil majeur pour une planification coordonnée et efficace du réseau européen. Cependant, étant donné sa nature non contraignante, la mise en œuvre du EU TYNDP dépend fortement de la concordance avec les plans de développement nationaux qui sont effectivement mis en œuvre.

C'est dans ce cadre que l'Institut assure une interaction efficace avec l'ACER pour garantir la cohérence et le cas échéant demander des modifications nécessaires au niveau des plans de développements nationaux.

La référence actuelle est le EU TYNDP 2022, et les projets identifiés au niveau européen se rapportent à une augmentation de la capacité d'interconnexion d'une part avec l'Allemagne, d'autre part avec la Belgique, afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité ; ils s'inscrivent dans l'accompagnement de la hausse des pics de charge et de consommation au Luxembourg du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique, du passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité (pompes à chaleur), de l'augmentation attendue de la demande pour de nouveaux centres de données ainsi que des besoins additionnels en électricité dans le cadre de la décarbonation des processus industriels, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques.

En ce qui concerne l'interconnexion avec la Belgique, envisagée à l'horizon 2040, le EU TYNDP précise que des études complémentaires sont nécessaires pour déterminer l'option de mise en œuvre et le calendrier appropriés.

En ce qui concerne l'interconnexion avec l'Allemagne, le plan proposé par Creos reste globalement aligné avec le EU TYNDP en mentionnant la construction d'une double ligne à 380 kV à l'horizon 2027-2028 permettant d'augmenter la capacité d'importation sécurisée N-1 de 980 MW aujourd'hui à 1500 MW d'ici 2030.

En conclusion, le plan de développement du réseau de transport Creos est cohérent avec le EU TYNDP 2022, les seules différences constatées se rapportent à des mises à jour incluses dans le cadre du plan 2024-2034 de Creos et qui n'ont pas encore été intégrées dans le EU TYNDP. Les écarts entre le plan européen et le plan 2024-2034 s'expriment au niveau des dates de mises en service attendues pour les interconnexions, du statut actuel des projets concernés et finalement au niveau des estimations des dépenses nécessaires.

¹² ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity

4. Orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité

Dans cette partie, nous souhaitons mettre en avant ce qui nous semble représenter de bonnes pratiques dans le cadre de l'établissement des plans de développement réseaux.

Les orientations proposées dans le présent document sont d'ailleurs en ligne avec les travaux en cours à ce sujet au niveau de l'ACER et du CEER, et sont également compatibles avec la récente publication¹³ de l'organisation européenne de gestionnaires de réseaux de distribution, EU-DSO.

Le chapitre 4 doit se lire comme une recommandation méthodologique concernant l'élaboration des plans de développement des réseaux électriques.

Le plan de développement 2024-2034 et le Scénario Report 2040 réalisé par le gestionnaire du réseau de transport s'inscrivent d'ailleurs assez bien dans le cadre proposé par le présent document. Le Chapitre 5 propose à ce titre des améliorations à intégrer dans la prochaine itération.

Du point de vue de l'Institut, les recommandations du présent chapitre s'appliquent également aux plans de développement des réseaux de distribution.

4.1. Quelles sont les grandes lignes du processus d'établissement et de révision des plans de développement ?

Conformément à la périodicité prévue par le législateur, le processus est entièrement laissé à la discrétion des gestionnaires de réseaux. Seule la périodicité des révisions sur base biannuelle est inscrite dans la loi. Le processus actuellement mis en œuvre par le gestionnaire de réseau de transport y correspond parfaitement et pourrait servir de référence pour l'élaboration des plans de développement des réseaux de distribution.

En effet, par référence au cycle proposé par Creos, il s'agit tout d'abord de mettre en œuvre un exercice destiné à l'établissement des scénarios de référence et ensuite, sur cette base, d'un second exercice destiné à l'établissement et/ou à la révision des plans de développements.

En l'occurrence, il s'agirait de revoir les scénarios prospectifs et les hypothèses qui sous-tendent les plans de développement. Il est d'ailleurs prévu que le gestionnaire du réseau de transport Creos actualise son « scénario report 2040 » en 2025, notamment pour tenir compte de la révision du PNEC de 2024. Ensuite, au plus tard en 2026, puis au moins tous les

¹³https://eudsoentity.eu/wp-content/uploads/2024/09/DSO-Entitys-identified-good-practices-on-Distribution-Network-Development-Plans_Final.pdf

2 ans, le gestionnaire du réseau de transport mettrait à jour son plan de développement par référence aux scénarios de référence actualisés.

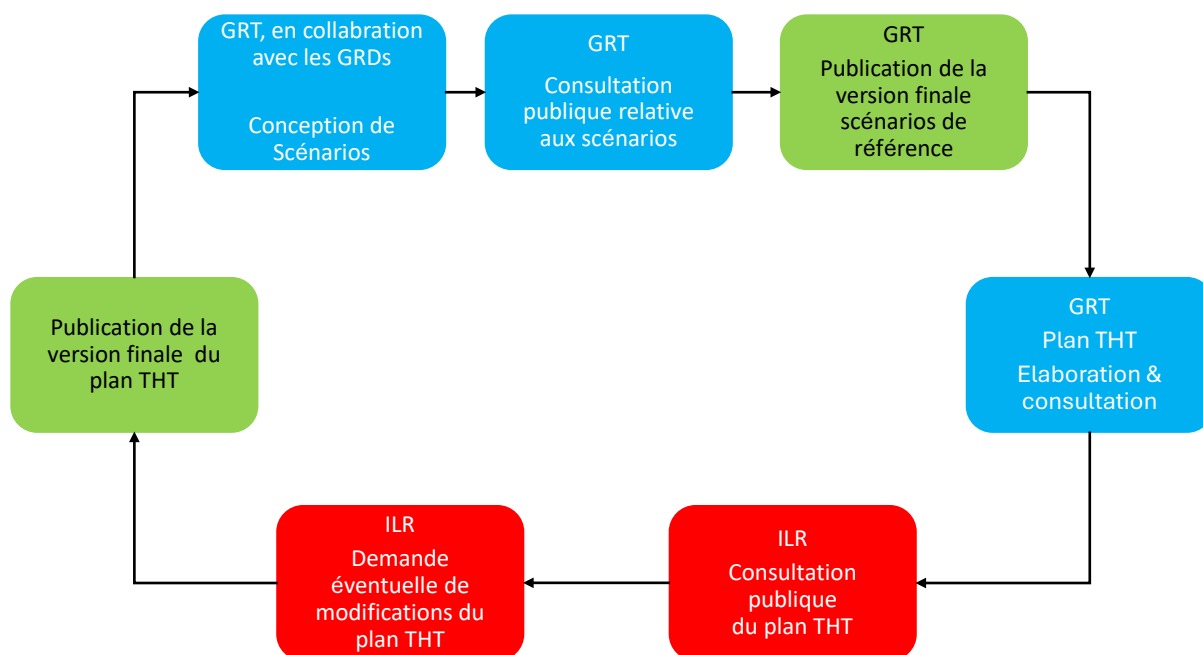
Bien que les processus liés à l'établissement des plans de développement du réseau de transport et des plans de développement des réseaux de distribution soient distinctement envisagés par le législateur, chacun assortis de leur propre consultation publique, il serait intéressant d'envisager à terme une forme de convergence des calendriers. Outre la plus grande lisibilité pour le public, dans les faits les exercices des différents gestionnaires de réseaux doivent être coordonnés, chacun ayant la responsabilité de se coordonner avec les parties prenantes et donc en l'occurrence aussi les autres gestionnaires de réseaux.

Il nous semble en outre primordial que le ou les scénarios de référence soient compris et partagés par tous, d'où la nécessité pour tous les gestionnaires de réseaux de mettre en œuvre un processus participatif afin de s'assurer de l'adhésion de toutes les parties prenantes et de capter l'ensemble des besoins. Il convient donc de mettre l'accent sur la coordination entre gestionnaires de réseaux, mais aussi sur l'implication de toutes les parties prenantes en amont de la consultation publique.

À l'issue de la consultation publique, organisée par les gestionnaires de réseaux, afférente aux scénarios et à l'identification des besoins, la transparence implique de publier de manière exhaustive les contributions reçues et les réponses y afférentes, conduisant le cas échéant à réviser les hypothèses et les paramètres caractérisant le ou les scénarios de référence.

À l'issue de ce premier processus, le ou les scénarios de référence seraient à considérer comme base de travail commune pour l'établissement des plans de développement de tous les gestionnaires de réseaux, qui sont ensuite consultés par leurs soins.

Dans le cadre du plan de développement du réseau très haute tension, une consultation supplémentaire est à organiser par l'Institut qui peut demander des modifications à ce plan en fonction des commentaires reçus.



Il n'y a aucune obligation pour les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de mettre en œuvre des plans de développement coordonnés, ni d'obligation pour les gestionnaires de réseaux de distribution de se limiter aux scénarios de référence établis par le gestionnaire du réseau de transport. L'Institut encourage même les gestionnaires de réseaux de distribution à préciser et à compléter les scénarios à leur échelle.

En revanche, la coordination entre tous les gestionnaires de réseaux au-delà de la possibilité d'interaction offerte dans le cadre des consultations publiques respectives, présente de nombreux avantages, notamment celui d'assurer la cohérence d'ensemble entre les différents exercices à travers le temps.

En pratique, les gestionnaires de réseaux de distribution n'ont pas encore eu à réaliser de plans de développement à soumettre à la consultation publique, à publier et à actualiser tous les deux ans.

Sans remettre en cause la parfaite autonomie dont dispose les gestionnaires de réseaux de distribution dans ce cadre, l'Institut les encourage à s'inspirer du processus mis en œuvre par le réseau de transport et à tenir compte des orientations et suggestions formulées par l'Institut dans le présent document, pour définir au mieux le processus et le calendrier de réalisation des plans de développement pour les réseaux de distribution.

Il ne serait pas inutile d'envisager à terme, des processus et des calendriers conjoints et coordonnés pour la réalisation et la publication des plans de développements des réseaux de transport et de distribution.

4.2. Qu'est-ce qu'un plan de développement

Le plan de développement devrait s'envisager comme un triptyque composé :

- d'une partie consacrée aux scénarios développés pour imaginer le futur,
- d'une partie exposant la méthodologie de planification et d'évaluation technico-économique des solutions envisagées, et
- d'un portefeuille de projets qui résulte de l'application de la méthodologie au scénario retenu.

Les plans de développement sont aussi des outils de pédagogie et de communication. La concertation, la consultation, la publication et le suivi des plans doivent également être au centre des préoccupations. La transparence vis-à-vis du public, autant que l'implication et la participation des acteurs pertinents aux processus de planification, sont des éléments essentiels pour la qualité des plans.

C'est une des raisons pour lesquelles le législateur a prévu un cycle de publication et de suivi de l'avancement des plans, et par conséquent un cycle de communication vers les parties prenantes, au moins tous les deux ans.

Dans ce cadre, l'Institut est d'avis que les gestionnaires de réseaux devraient mettre en œuvre un processus d'échange régulier avec les parties prenantes pour recenser efficacement les besoins réels et mettre ainsi l'accent sur l'interaction avec les acteurs économiques et publics.

4.3. Qu'attend-on d'un plan de développement ?

Qu'il s'agisse finalement d'un seul document coordonné ou de plusieurs documents, les plans de développement des gestionnaires de réseaux doivent s'inscrire dans une logique de concertation et de cohérence.

Ces plans devraient assurer la transparence sur :

- les capacités réseaux disponibles et leur évolution ;
- les projets d'investissements et le suivi de leur réalisation ;
- les services de flexibilité à moyen et long terme, comme alternative à l'expansion du système ;
- les conséquences en terme de coûts et l'impact financier des plans
- les impacts en termes de qualité, de capacité, de performance et de fiabilité des réseaux, suite à la mise en œuvre des plans de développements.

4.4. Pourquoi une consultation publique ?

Si le législateur a prévu que tous les gestionnaires de réseaux, transport et distribution, soumettent leur projet de plan de développement, ainsi que leur mise à jour, à la consultation publique, c'est principalement pour garantir la transparence et la compréhension par les parties prenantes et le public.

De plus, l’Institut est également tenu d’organiser une consultation publique sur le plan de développement du réseau très haute tension, dont les résultats permettent éventuellement à l’Institut de demander des modifications de ce plan.

La période dévolue aux consultations publiques doit permettre aux parties intéressées de présenter leurs observations dans un délai raisonnable, tenant compte du degré d’implication effective des parties prenantes par les gestionnaires de réseaux, avant et pendant la période de consultation. L’institut est cependant d’avis, par référence aux dispositions de l’article 59 de la Loi du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché de l’électricité qui lui sont applicables, que ce délai raisonnable ne devrait toutefois pas être inférieur à un mois, même lorsqu’il s’agit d’une consultation publique organisée par les gestionnaires de réseaux, de manière à garantir la possibilité pour tous de faire valoir sa contribution. A nouveau, sans qu’elle ne soit obligatoire, la coordination des calendriers, concernant les différents plans et les consultations publiques y afférentes, serait de nature à faciliter l’efficacité globale et la lisibilité pour le public.

Trois éléments fondamentaux des plans de développement devraient être consultés à l’initiative des gestionnaires de réseaux, à savoir les scénarios, les hypothèses relatives à l’évolution du système électrique, les aspects méthodologiques et le portefeuille de projets d’investissements, en ce compris les alternatives (flexibilité) envisagées pour les horizons de temps considérés.

Au travers de la consultation publique, il s’agit de :

- rendre les enjeux et les plans de développements compréhensibles ;
- permettre de comprendre comment les projets de développement de réseau sont identifiés ;
- permettre d’évaluer et d’expliquer correctement l’interaction entre l’investissement d’une part, et l’acquisition de services de flexibilité d’autre part ;
- décrire les critères que les gestionnaires de réseaux utilisent pour planifier les projets ;
- exposer les principes techniques et économiques de la planification de manière transparente et compréhensible, en distinguant l’optimisation du réseau, le renforcement du réseau, l’extension du réseau et le recours aux alternatives non filaires ;
- exposer comment s’effectue l’évaluation, la priorisation et la sélection des projets d’investissement et des alternatives non filaires (flexibilité) ;
- comprendre les caractéristiques qui conditionnent le recours aux alternatives à l’investissement ;
- comprendre le potentiel d’accueil, les zones à privilégier pour la localisation, que ce soit en matière de production, de mobilité électrique ou de flexibilité ;
- impliquer les acteurs dans la transition énergétique.

4.5. Quels éléments devraient se retrouver dans les plans de développement ?

Il ne s'agit pas ici de parler de chapitre à proprement parler, mais avant tout de s'assurer que les différents aspects et que toutes les interrogations légitimes trouvent une réponse au travers des plans établis par les gestionnaires de réseaux.

Les éléments structurels recommandés comportent 6 volets :

1. Le cadre d'élaboration du plan
2. L'horizon d'analyse, évolutions, tendances structurelles et objectifs du plan
3. Les scénarios et données de référence
4. La méthodologie et les critères
5. Le portefeuille de projets
6. Les résultats et les analyses de sensibilité

4.5.1. Cadre général de réalisation du plan

Il s'agit ici de comprendre le processus global qui a présidé à l'élaboration du plan :

- quels sont les objectifs poursuivis par le plan ?
- comment les parties prenantes ont-elles été impliquées, et selon quels processus (ex-ante, consultation publique, calendrier) ?
- y a-t-il eu collaboration avec d'autres organismes ? (GRT, GRDs, ILR, ministère de l'Économie, Statec, communes, Fedil, etc..) ?
- quelle a été la contribution des parties prenantes et dans quelle mesure leur contribution a été prise en compte ?

4.5.2. Horizon d'analyse, évolutions, tendances structurelles et objectifs du plan

Il est question ici d'identifier tous les facteurs pertinents, toutes les tendances structurelles à considérer lorsqu'il sera question de développer des scénarios d'évolutions des besoins. Chaque gestionnaire de réseaux, à son échelle, doit aborder de manière synthétique dans un premier temps, les aspects liés notamment aux points suivants :

- PNEC ;
- efficacité énergétique ;
- électrification de la société ;
- intégration des marchés européens ;
- potentiel d'évolution du RES ;
- stockage ;
- flexibilité ;
- climat et la résilience aux événements extrêmes.

Ensuite, le gestionnaire de réseaux devrait exposer et décrire quelle est sa politique en matière de développement des réseaux, par exemple :

- quels sont ses objectifs prioritaires sur l'horizon considéré ?
- quelle est la vision du gestionnaire en matière de détermination de l'optimum technico-économique, de la maîtrise des coûts, d'utilisation des infrastructures... ?
- quels sont les principaux enjeux pour le réseau considéré à 5 et 10 ans ?
- quelle est la philosophie en matière d'intégration de nouvelles technologies (Smart Grid) ?
- quelles sont les évolutions envisagées par l'entreprise dans l'exercice de ses missions légales ?

4.5.3. Premier élément du triptyque - Scénarios et données de référence

La construction et le chiffrage des scénarios de référence pour l'évolution des besoins et des conditions d'exploitation des réseaux constituent le cœur du premier élément du triptyque.

Une situation de base, une caractérisation des réseaux existant comme point de départ pour l'analyse de l'impact des évolutions envisagées, doit être établie en décrivant le réseau en termes de :

- capacité des réseaux ;
- facteur de charge ;
- niveau de production ;
- niveau de consommation ;
- déploiement Smart Grid.

Ensuite, il s'agit de se projeter dans le futur pour identifier des scénarios d'évolutions des besoins et des comportements ayant un impact sur le réseau, son exploitation et son développement :

- quels sont les changements futurs envisagés qui ont un impact sur les besoins en capacité de réseau et les besoins de flexibilité ?
- quelle sera l'ampleur de l'évolution des facteurs pertinents ?
- quelle capacité installée future envisage-t-on ?
- quelles sont les caractéristiques principales des scénarios du point de vue de la flexibilité ?
- comment les données climatiques sont-elles prises en compte ?
- ..

Dès lors, il convient de définir les caractéristiques finalement retenues pour l'établissement de scénarios pertinents, afin de déterminer le ou les scénarios de référence.

À ce titre, il est souvent utile d'adopter 3 scénarios contrastés permettant de mesurer et de visualiser plus facilement l'impact et la sensibilité des résultats aux hypothèses et paramètres retenus, l'alternative étant de compléter un scénario unique de référence par des analyses de sensibilité poussées.

- En principe, il est pratiquement toujours possible d'identifier 3 scénarios : Haut, Central, Bas. Le scénario « Haut » correspondrait à une sollicitation maximale des réseaux nécessitant de plus gros besoins en capacité. Il ne s'agit pas ici d'envisager des scénarios extrêmes exceptionnels ou peu probables, mais de considérer le haut du spectre des impacts envisageables pour chacun des facteurs pertinents.
- Le scénario « Central » serait considéré comme le plus probable et constituerait la base pour les objectifs de gestion et de planification.
- Le scénario « Bas » représenterait une évolution plus lente et moins impactante pour le réseau.

Caractéristiques pour l'établissement des scénarios : exemple d'éléments sujets à hypothèses et quantifications

Indicateurs économiques généraux et paramètres d'inflation inflation croissance économique croissance de la population	Production par technologie et distribution géographique éolien photovoltaïque hydroélectrique biomasse - biogaz incinération cogénération & non renouvelables
Efficacité énergétique taux de rénovation des immeubles efficience énergétique	
Electrification de la société mobilité électrique, chaleur électrification des process, pompes à chaleur	Stockage à grande échelle (par exemple > 1 MW) commercial (par exemple 100 kW – 1 MW) résidentiel (incl. V2G ¹⁴) (par exemple < 100 kW)
Climat données climatiques thermo-sensibilité de la consommation ensoleillement vent	
	Potentiel de flexibilité et de réponse de la demande industrie professionnels résidentiels

Finalement, l'établissement des scénarios est également l'occasion de considérer les plans de développement des autres infrastructures, et d'envisager les corrélations, les convergences avec certains secteurs (gaz naturel, hydrogène...)

Il est important de clarifier explicitement quel scénario est considéré pour l'établissement du plan de développement. Dans un monde idéal, ce scénario devrait finalement représenter la vision partagée par tous les acteurs concernés, en matière d'évolutions attendues.

¹⁴ V2G : Vehicle to Grid

En outre, il serait pertinent d'inclure une série de tableaux de synthèse, en plus des graphiques montrant les évolutions au travers du temps. Par exemple :

- un tableau reprenant les quantités, valeurs initiales caractérisant la situation de départ (« as is ») ;
- un tableau reprenant clairement les différents scénarios envisagés à l'horizon considéré et leurs impacts attendus par rapport aux quantités et valeurs initiales (quantification « to be ») ;
- un tableau caractérisant l'écart entre la situation actuelle et la projection de sorte à faire plus facilement le lien avec la pertinence des solutions proposées au travers des projets d'investissements repris dans le portefeuille de projets (dans quelle mesure ceux-ci comblent l'écart identifié « gap »).

4.5.4. Deuxième élément du triptyque - Méthodologie et critères

Les méthodologies et les critères interviennent dans les exercices de dimensionnement, de planification, de priorisation, d'analyses coûts-bénéfices des investissements et/ou des alternatives à ceux-ci. Il s'agit ici d'exposer tous les éléments qui, appliqués précisément dans le cadre des scénarios d'évolution, permettent d'identifier et de sélectionner les solutions les plus appropriées pour définir une liste de projets d'investissements.

Pour cela, les questions à aborder idéalement sont les suivantes :

- quelle est la méthodologie, quels sont les critères de planification et de dimensionnement des réseaux ?
- quelle est la méthodologie, quels sont les critères pour déterminer l'optimum technico-économique ?
- quelles sont les données utilisées dans le cadre de la planification ?
- comment les données des scénarios sont-elles utilisées dans les simulations ?
- comment les besoins de nouvelles capacités et de flexibilité ont-ils été évalués ?
- comment la viabilité économique des capacités existantes ou nouvelles est-elle calculée ?
- quelle est le lien entre investissements et flexibilité, comment fait-on un choix ?
- quel(s) modèle(s) CBA (Cost Benefit Analysis) ont été utilisé(s) pour effectuer la priorisation et les choix entre les alternatives ?

Ce point va donc au-delà du simple énoncé ou du renvoi aux prescriptions techniques. Il ne s'agit pas non plus de se limiter à énoncer les critères minimaux tels que prévus à l'article 8, paragraphe 1, de la Loi électricité. Il s'agit d'exposer en détail toutes les méthodologies et tous les critères effectivement utilisés par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la réalisation du plan, et qui permettent la traduction des scénarios en termes de besoins, puis l'identification et la sélection des solutions les plus appropriées (optimum technico-économique) à mettre en œuvre pour y répondre.

4.5.5. Troisième élément du triptyque - Portefeuille de projets

Il est tout d'abord utile de rappeler le(s) scénario(s) retenus pour l'élaboration du portefeuille de projets et mentionner clairement la version du plan, par exemple par le biais d'une date de version.

Il est également utile de rappeler lien avec le TYNDP européen et les plans de développements des autres réseaux lorsque cela s'avère pertinent, le cas échéant en faisant le lien avec les projets spécifiques des GRTs/GRDs voisins.

Ensuite il est indispensable de détailler le portefeuille de projets en exposant la liste de tous les projets, suivis de manière individuelle mais aussi les projets gérés de manière agrégée, ainsi que les fiches descriptives de chaque projet individuel.

Les informations et tableaux à considérer ici devraient permettre d'identifier :

- l'état d'avancement des investissements prévus dans le plan précédent
- les nouveaux projets proposés
- la contribution et les impacts de chacun des projets ou agrégat de projets
 - la contribution à combler le gap entre la situation actuelle et le scénario de référence
 - l'augmentation de capacité par référence aux niveaux actuels et aux besoins
 - le coût total du projet
 - les quantités (kVA, km, etc)
 - la motivation principale pour l'investissement
 - le recours aux alternatives à l'investissement (durable ou temporaire)
 - l'impact attendu sur l'enveloppe de coûts à transposer en tarifs, (par exemple en termes d'€/client, €/kWh, €/kW, etc) toutes autres choses restants égales par ailleurs.

Cette partie devrait également reprendre des tableaux synthétiques se rapportant aux :

- volumes physiques (km, kW) et monétaires (€ - dépenses) en fonction de l'horizon temporel distinguant les réalisations depuis la dernière itération du plan et les prévisions à 2, 5 et 10 ans ;
- besoins en termes de flexibilité (combien, quand et où) ;

Finalement, à terme, le gestionnaire de réseau devrait, dans la mesure du possible proposer une carte interactive¹⁵ en ligne reprenant les capacités disponibles sur le réseau ainsi que leur évolution projetée dans le cadre de la mise en œuvre du plan de développement.

¹⁵ Règlement (UE) 2024/1747 article 50.4bis et 57.3 Obligation de transparence GRT et GRD sur la capacité disponible

De la même manière, cette carte pourrait reprendre les besoins de flexibilité. À titre d'illustration, nous renvoyons au GRT belge Elia et sa carte interactive en ligne ¹⁶ ainsi qu'au GRT français RTE avec sa carte CAPARESEAU ¹⁷.

4.5.6. Analyses de sensibilité et analyses CBA

Lorsque la définition des scénarios retenue par le gestionnaire de réseau adopte l'approche à 3 scénarios contrastés, la comparaison entre les scénarios permet de mesurer et de visualiser plus facilement l'impact et la sensibilité des résultats aux hypothèses et paramètres de base. Les analyses de sensibilité subsidiaires pourraient dès lors se limiter aux analyses statistiques classiques (simulation Monte-Carlo) ou à l'étude d'événements extrêmes.

Lorsque les perspectives se font au départ d'un seul scénario de référence, il conviendrait alors de commenter chaque déviation pertinente des paramètres et hypothèses de base et d'en mesurer les impacts sur le résultat.

5. Recommandations pour la prochaine itération du plan de développement du réseau de transport (2026)

En considérant le Scénario report 2040 et le plan décennal de développement 2024-2034 du gestionnaire de réseau de transport Creos, nous nous permettons de formuler certaines remarques et commentaires en vue d'améliorer le document pour la prochaine itération.

Avant toute chose, l'Institut tient à saluer l'initiative et la proactivité de Creos pour l'établissement du Scénario report 2040, ainsi que l'excellent travail accompli par les équipes dans le cadre de la réalisation de ce rapport et du plan de développement pour le réseau de transport. Les remarques qui vont suivre doivent s'envisager dans le cadre de la réalisation de la prochaine version du plan de développement du réseau de transport, en principe en 2026.

L'Institut encourage également les gestionnaires de réseaux de distribution à s'inspirer du plan de développement publié par le gestionnaire de réseaux de transport et à intégrer les orientations et suggestions reprises ci-dessous en application du point 4.5, dans le cadre de l'établissement de leurs propres plans de développement.

C'est donc dans un esprit constructif et dans un processus d'amélioration continue que sont envisagées les suggestions et remarques suivantes.

¹⁶ <https://www.elia.be/fr/clients/raccordement/capacite-d-accueil-du-reseau>

¹⁷ <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/consulter-les-capacites-d-accueil-du-reseau-capareseau.html>

1. Le cadre de réalisation du plan

Le processus d'établissement des plans de développement comporte une phase préparatoire de consultation des parties prenantes afin de s'assurer au maximum de l'exhaustivité dans l'identification des besoins, de conforter les hypothèses ainsi que les calendriers de mise en œuvre envisagés avant la réalisation du plan proprement dit et sa mise en consultation publique. L'Institut est d'avis que les gestionnaires de réseaux devraient mettre en œuvre un processus d'échange régulier avec les parties prenantes, notamment avec les développeurs de projets renouvelables et les industriels, pour recenser efficacement les besoins réels dans le cadre de cette phase préparatoire à l'élaboration des plans et de mettre ainsi l'accent sur l'interaction avec les acteurs économiques et publics.

La prochaine itération du plan pourrait décrire davantage ce processus « ex-ante » et le calendrier correspondant de cette phase préparatoire à l'élaboration des plans.

2. L'horizon d'analyse, les évolutions, les tendances structurelles et les objectifs du plan

Le gestionnaire de réseau devrait exposer en détail sa philosophie en matière d'intégration de nouvelles technologies (Smart Grid, flexibilité, stockage)

Il existe déjà un certain nombre de documents concernant la stratégie de Creos en matière de Smart Grid, et d'autres sont probablement en préparation concernant notamment la flexibilité et le stockage. Il nous semblerait utile de faire le lien entre les plans de développement et les orientations stratégiques prises par le gestionnaire de réseau sur ces sujets qui, dans certains cas, trouvent une application directe en lien avec les projets d'investissements et leur calendrier de mise en œuvre, que ce soit en soutien ou en alternative totale ou partielle aux investissements d'augmentation des capacités réseaux.

En outre, le document devrait permettre d'appréhender facilement les objectifs prioritaires du gestionnaire de réseau sur l'horizon considéré (2, 5 et 10 ans)

3. Les scénarios et données de référence

Concernant le plan de développement pour le réseau de transport 2024-2034 et le scénario report qui y est associé ; Les documents existants représentent une excellente base de travail, toutefois le document gagnerait en transparence et en clarté à reprendre un certain nombre de tableaux de synthèse complémentaires, qui indiqueraient pour les années clefs¹⁸ par exemple :

- les quantités et valeurs de référence caractérisant davantage la situation de départ (réseau existant) en terme de capacités des réseaux, facteurs de charge, niveau de production, niveau de consommation, déploiement des technologies Smart Grid (smart stations THT, dynamic line rating) ;

¹⁸ Échéances du PNEC 2030, horizon de planification à 2, 5 et 10 ans, etc.

- les différents scénarios envisagés et leurs impacts attendus au niveau des quantités et valeurs de référence (capacités, facteurs de charge, niveau de production, niveau de consommation, déploiement Smart Grid);
- le gap entre le « as is » et le « to be » pour ultérieurement relier les projets et leur contribution effective à combler ce gap dans le temps ;
- les besoins en termes de flexibilité (combien, à quel moment et à quel endroit).

À ce titre, les chapitres traitant de la flexibilité, tant le scénario report que le plan en lui-même, semblent encore très théoriques. Les documents gagneraient à expliquer comment les besoins de flexibilité ont été évalués et quantifiés.

Il serait également intéressant d'indiquer le potentiel de flexibilité estimé par rapport au niveau de flexibilité souhaité, et de quantifier le défi par rapport au potentiel théorique de chaque source de flexibilité identifiée.

Finalement, lorsqu'il s'agit de définir les scénarios et les données de référence au niveau du Scenario report, il serait utile de décliner et quantifier les besoins en capacité par « filières », et de les reprendre de manière synthétique sous forme de tableaux.

Cela permettrait d'identifier facilement, aux échéances clés, les besoins résultant de :

- l'évolution démographique
- l'économie générale mais aussi les projets et évolutions identifiés lors de la concertation « ex-ante » visée par le point 1 ci-dessus, comme par exemple, les nouveaux projets industriels, nouvelles entreprises, nouveaux parcs d'activité industriels ou commerciaux, nouveaux développements urbains, etc..
- la production nationale d'électricité en distinguant par technologie et distribution géographique, les projets en cours, les projets identifiés, et le potentiel restant.
- l'électrification de la société : mobilité électrique, chaleur, électrification des process, pompes à chaleur, etc..

et finalement, mettre en regard de ces besoins, les moyens concrets ou potentiels permettant de les mitiger dans l'attente ou de concert avec la réalisation du plan d'investissement. On vise plus particulièrement ici :

- le stockage
- la flexibilité de la demande ou de la production.

4. La méthodologie et les critères

Pour rappel, il s'agit d'exposer en détail toutes les méthodologies et tous les critères effectivement utilisés par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la réalisation du plan, et qui permettent la traduction des scénarios en termes de besoins, puis l'identification et la

sélection des solutions les plus appropriées (optimum technico-économique) à mettre en œuvre pour y répondre.

Les documents actuels ne sont pas très explicites sur les points recommandés au point 4.5.4 du présent document. Il ne serait sans doute pas inutile de prévoir une partie spécifiquement consacrée aux processus et aux méthodologies retenues par le GRT, en particulier pour ce qui concerne :

- la planification et de dimensionnement des réseaux
- l'optimum technico-économique
- le lien entre investissements et flexibilité, comment un choix est établi
- le(s) modèle(s) CBA (Cost Benefit Analysis) utilisé(s) pour effectuer la priorisation et les choix entre les alternatives.

Du point de vue de l'Institut, les CBA ne doivent pas nécessairement être rendues publiques, en revanche, la méthodologie et le processus doivent être explicités et publiés.

5. Le portefeuille de projets

Le plan de développement actuel présente d'ores et déjà une excellente vue d'ensemble tout en offrant une fiche synthétique propre à chaque projet.

Cependant, la prochaine itération du plan pourrait rendre plus lisible la contribution du plan à combler le gap entre la situation actuelle et le scénario de référence aux échéances considérées. En effet, il serait utile d'avoir une vue plus précise de l'évolution de ce gap au cours du temps en fonction de la réalisation du plan d'investissement.

Cette partie devrait idéalement reprendre des tableaux synthétiques concernant :

- les volumes physiques (km, kW) et monétaires (€ - dépenses) se rapportant aux projets d'investissement en fonction de l'horizon temporel ;
- les besoins concrets en termes de flexibilité ;
- les nouvelles capacités disponibles aux postes sur les horizons considérés.

Au-delà des remarques mentionnées ci-avant sur les quantités et la mesure de la contribution effective du plan à combler les besoins en fonction du calendrier de mise en œuvre, il pourrait être utile de rajouter une annexe financière spécifique reprenant de manière détaillée, par exemple en format tableaux Excel, l'ensemble des projets, et l'ensemble des données les concernant (statut, quantités physiques, coût global, etc.),

Cette annexe financière devrait également donner une indication de l'impact du plan sur les tarifs réseaux, toutes autres choses restant égales par ailleurs.

6. Les résultats et les analyses de sensibilité

Sans toutefois consacrer des ressources disproportionnées aux analyses de sensibilités, cet aspect des choses gagnerait sans doute à être étoffé au niveau du plan de développement proprement dit, notamment pour soutenir davantage le caractère « no regret » des investissements repris au niveau du plan, en analysant la sensibilité de la pertinence économique et technique du plan décennal de développement par rapport à certains facteurs clés.

En effet, les scénarios d'évolution des besoins en capacité réseaux identifient une estimation basse et une estimation haute en termes d'évolution de la demande et de besoins. Ils mettent également en avant une estimation du rythme de croissance de ces besoins.

Que se passerait-il si le rythme ou les besoins réels devaient s'écarter des prévisions ?

En l'occurrence, que se passerait-il si l'évolution devait être plus rapide que prévue par le scénario le plus exigeant en termes de capacité réseaux ? Au contraire, que se passerait-il si l'évolution devait être plus lente, voire moins impactante, que le scénario le plus conservateur en termes d'évolution des besoins ?

Est-ce que ces éléments seraient de nature à remettre en cause la pertinence du plan ? Dans quelle mesure est-ce probable ou plausible ?

Dans le cadre de cette discussion, il serait ainsi utile de prévoir une section spécifique qui permette d'identifier :

- les facteurs de nature à occasionner une accélération des scénarios et à générer une sollicitation maximale des réseaux nécessitant de plus gros besoins en capacité que prévu, ainsi que leur probabilité ;
- les impacts d'une telle situation et les mesures envisagées pour en mitiger les conséquences négatives ;
- à contrario, les facteurs de nature à générer une évolution plus lente et moins impactante pour le réseau, voire à occasionner des capacités excédentaires, et leurs conséquences, notamment du point de vue des tarifs, ainsi que la probabilité.