



Avenir énergétique 2050

Répercussions sur les réseaux de distribution

Turhan Demiray & Thomas Ingold, Juillet 2024

2050

Avenir énergétique

Comité de pilotage

Niklaus Zepf, Axpo, swisselectric, Président du Comité de pilotage

Andrea Papina, AET, ESI

Beat Gassmann, IBK, DSV

Jörg Wild, Energie 360°, Sans appartenance

Markus Balmer, IWB, Swisspower

Michael Frank, AES

Michel Hirtzlin, SID, Multidis

Robert Schürch, WWZ, Entreprises régionales

Direction de projet

Thomas Ingold, e-netz ag, Direction du projet

Turhan Demiray, EPF Zurich

C. Yaman Evrenosoglu, EPF Zurich

Martin Rüdisüli, AES

Michele Chamberlin, EBP

Silvan Rosser, EBP

Table des matières

1	Introduction	3
1.1	Contexte	3
1.2	Objectifs et mission	3
1.3	Cadre et problématiques centrales de l'étude	3
2	Procédure et approche méthodologique	4
2.1	Scénarios	6
2.1.1	Le point de départ : les scénarios d'économie énergétique de l'étude «Avenir énergétique 2050»	6
2.1.2	Scénarios concernant le réseau de distribution	6
2.2	Régionalisation	9
2.2.1	Besoin en chauffage	10
2.2.2	Électromobilité	13
2.2.3	Photovoltaïque	16
2.2.4	Industrie	17
2.3	Analyses réseaux : étude BT/MT	20
2.3.1	Mise en œuvre et contrôle des modèles de réseaux réels	21
2.3.2	Liens entre le réseau existant et les scénarios d'économie énergétique	22
2.3.3	Détermination des besoins en extension du réseau conventionnelle	23
2.3.4	Détermination des besoins en extension du réseau selon le principe ORARE	27
2.4	Analyses réseaux : étude HT	29
2.4.1	Mise en œuvre et contrôle du réseau haute tension	29
2.4.2	Liens entre le réseau existant et les scénarios d'économie énergétique	29
2.4.3	Détermination des besoins en extension du réseau conventionnelle	30
2.4.4	Détermination des besoins en extension du réseau selon le principe ORARE	30
2.5	Analyses économiques	30
2.5.1	Calcul des coûts d'extension du réseau par région <i>deep dive</i>	30
2.5.2	Calcul des coûts d'extension du réseau annualisés	31
2.5.3	Méthode d'extrapolation des coûts d'extension du réseau à l'échelle de la Suisse	32
3	Résultats	36
3.1	Étude sur les réseaux basse tension/moyenne tension	36
3.1.1	Région <i>deep-dive</i> A	38
3.1.2	Région <i>deep-dive</i> B	42
3.1.3	Région <i>deep-dive</i> C	46
3.1.4	Région <i>deep-dive</i> D	50
3.1.5	Région <i>deep-dive</i> E	54
3.1.6	Région <i>deep-dive</i> F	59
3.1.7	Région <i>deep-dive</i> G	63
3.1.8	Synthèse des constats de l'étude BT/MT	67
3.2	Étude sur le réseau haute tension	69
3.3	Extrapolation à l'échelle de la Suisse	72
4	Conclusions	83
4.1	Remarques relatives à l'interprétation des résultats de l'étude	83
4.2	Résumé des principaux constats	84

4.3 Recommandations qui en découlent	87
4.4 Mise en contexte des résultats de l'étude	87
5 Anhang	90
5.1 Paramétrage des scénarios pour le réseau de distribution	90
5.2 Liste des composantes pour l'extension du réseau	93
5.3 Tableaux supplémentaires sur les résultats <i>Deep-Dive</i>	94
5.3.1 Région <i>deep-dive</i> A	94
5.3.2 Région <i>deep-dive</i> B	98
5.3.3 Région <i>deep-dive</i> C	102
5.3.4 Région <i>deep-dive</i> D	106
5.3.5 Région <i>deep-dive</i> E	110
5.3.6 Région <i>deep-dive</i> F	114
5.3.7 Région <i>deep-dive</i> G	118

Acronymes

BT basse tension.

CR coffret de raccordement.

EGID identificateur fédéral de bâtiment.

EM électromobilité.

HT haute tension.

MT moyenne tension.

NR niveau de réseau.

PV photovoltaïque.

PàC pompe à chaleur.

QU régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U).

RONT transformateur réglable de réseau local.

Résumé

Réalisée en 2022, l'étude «Avenir énergétique 2050» [1] a examiné les options possibles pour la transformation du système énergétique suisse et leurs répercussions, notamment en ce qui concerne la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse pour 2050. Elle a montré les évolutions possibles du système énergétique helvétique à l'aide de quatre scénarios réalistes s'appuyant sur deux axes généraux. Le premier axe portait sur l'incidence de l'acceptation des nouvelles infrastructures énergétiques (développement «offensif» contre «défensif») sur la transformation du système. Le second s'intéressait à l'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'énergie, c'est-à-dire concrètement la conclusion d'accords avec l'Union européenne, comme autre facteur d'influence (Suisse «intégrée» contre «isolée»).

Se fondant sur ce travail, la présente étude procède à une analyse complète de l'avenir des réseaux de distribution suisses et des renforcements et extensions nécessaires en appliquant ces quatre scénarios à un échantillon représentatif composé de sept réseaux régionaux de basse et moyenne tension aux caractéristiques variées ainsi que d'un réseau haute tension suprarégional. Outre l'extension conventionnelle du réseau, différentes possibilités de commande et différents moyens d'exploitation intelligents ont été examinés, de même que leurs répercussions. Voici les principaux résultats de la présente étude :

Avec une capacité photovoltaïque installée maximale de 29,4 GW, le besoin d'extension du réseau des scénarios défensifs est nettement plus élevé que celui des scénarios offensifs, d'une capacité photovoltaïque installée maximale de 16,4 GW. La valeur absolue des coûts d'extension du réseau varie i) entre extension conventionnelle et extension intelligente et ii) en fonction de l'existence ou non de réserves dans les réseaux dans l'état actuel d'extension. Cependant, le fait que les scénarios défensifs requièrent une extension plus importante que les scénarios offensifs est une tendance commune à toutes les analyses (voir conclusion **C.1**).

Dans les scénarios défensifs, dont la capacité photovoltaïque installée maximale atteint 29,4 GW, le besoin d'extension du réseau est très fortement lié au photovoltaïque (PV). Cela s'explique principalement par le fait que les scénarios défensifs nécessitent de construire de très nombreuses installations photovoltaïques décentralisées, et ce sont ces constructions qui pèsent le plus dans les besoins d'extension du réseau. Elles sont le moteur principal de l'extension dans les scénarios défensifs (voir conclusion **C.4**).

Les coûts d'investissement supplémentaires (coûts de l'extension du réseau) s'élèvent au maximum à 1,1-1,5 milliard CHF. Les analyses montrent que dans l'état actuel des choses, les réseaux étudiés disposent globalement des capacités suffisantes. Les régions deep dive dont le réseau actuel est «moins solide» entraîneraient des coûts d'extension du réseau plus élevés (voir conclusion **C.2**).

Le besoin d'extension dans les réseaux basse tension est plus fort que celui dans les réseaux moyenne tension, qui est lui-même supérieur à celui dans les réseaux haute tension. Ainsi, environ 70% des besoins correspondent aux réseaux basse tension, quelque 20% aux réseaux moyenne tension et environ 10% aux réseaux haute tension. L'électrification de la demande et la production décentralisée par le biais d'installations photovoltaïques ont lieu en majeure partie dans les réseaux basse tension. Dans toutes les analyses détaillées relatives aux réseaux sélectionnés, quel que soit le scénario, c'est dans les réseaux basse tension que le besoin d'extension est le plus élevé (voir conclusion **C.3**).

La limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques est une mesure efficace : une limitation à 70% permettrait par exemple une réduction du besoin d'extension du réseau pouvant aller jusqu'à 30%. L'effet de réduction des coûts est particulièrement fort dans les scénarios défensifs. Par ailleurs, appliquer une limitation plus forte permet de réduire encore davantage les coûts d'extension du réseau. Cela peut

passer par un écrêtement des pointes ou par l'utilisation de batteries axée sur les besoins du réseau dans les installations photovoltaïques. Ces solutions engendrent une baisse minimale de l'énergie produite (voir conclusion **C.5**).

Un report ou une réduction de charge peut diminuer le besoin d'extension du réseau de 10 à 15%, en particulier dans les scénarios offensifs. Dans les zones de desserte où l'électrification de la demande est le moteur principal, l'effet de la limitation de la puissance active côté demande est plus fort, notamment grâce au report des besoins en chauffage électrique avec des pompes à chaleur (voir conclusion **C.6**).

La régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) (QU) est une solution efficace aux problèmes de tension. Elle permet en effet de réduire les besoins d'extension du réseau visant à assurer le maintien de la tension (voir conclusion **C.8**).

Les **transformateur réglable de réseau local (RONT)** contribuent également à remédier aux problèmes de tension, mais ne peuvent pas tous les résoudre (voir conclusion **C.7**).

1. Introduction

1.1 Contexte

Par le passé, l'AES publiait régulièrement ses prévisions en matière de développement à moyen et long terme de la branche de l'énergie en général, et de la branche de l'électricité, en particulier. Son objectif consistait à présenter le point de vue du secteur sur l'avenir de l'énergie et à analyser les thématiques centrales traitées par l'association. En 2022, l'AES a remanié complètement sa publication «Prévision», parue pour la dernière fois en 2012, pour donner naissance au document «Avenir énergétique 2050». En collaboration avec l'Empa, elle a pour ce faire modélisé l'ensemble du système énergétique suisse de manière quantitative en s'appuyant sur quatre scénarios. Ce document porte également sur des domaines spécifiques, à savoir le climat, la sécurité d'approvisionnement, l'approvisionnement décentralisé, les dispositifs de stockage/la flexibilité, la question de la dépendance à l'égard des importations ou de l'intégration dans le système énergétique européen, et l'hydrogène. Le résultat met en évidence les relations complexes qui lient les acteurs de l'énergie en Suisse. L'élément le plus important de l'élaboration de l'étude «Avenir énergétique 2050» est son modèle de calcul, dont la mission consiste à traiter l'ensemble des facteurs pertinents influençant le système énergétique suisse et des pays voisins (de manière simplifiée) grâce à des scénarios afin d'en tirer des solutions applicables sur le plan technique ainsi que des résultats économiques.

Ce modèle ne tient en revanche pas compte des répercussions des modifications de l'approvisionnement énergétique sur les réseaux de distribution suisses. Le sujet est plus complexe sur le plan technique et ne peut pas être abordé sommairement pour toute la Suisse. Pour cela, il fallait une modélisation technique détaillée des réseaux de distribution à un niveau de granularité plus fin. C'est ce qu'a réalisé la présente étude.

1.2 Objectifs et mission

La présente étude analyse l'avenir des réseaux de distribution suisses ainsi que les besoins en renforcement et en extension de ces réseaux. L'objectif est de déterminer comment renforcer et étendre ces réseaux efficacement du point de vue des coûts pour un échantillon représentatif de réseaux de distribution suisses, selon différents scénarios basés sur le projet directeur «Avenir énergétique 2050». Certaines possibilités de pilotage opérationnel ont été prises en compte avant la sélection de l'échantillon et leurs répercussions ont été évaluées.

Contrairement aux réseaux de distribution, le réseau très haute tension sert principalement au transport d'énergie sur de grandes distances et au raccordement au réseau électrique européen. Hormis les CFF, aucun consommateur final n'est relié à ce réseau, c'est pourquoi il a été écarté de la présente problématique.

L'étude a été menée sur les réseaux haute tension des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) participants dans sept régions dotées de réseaux moyenne et basse tension. En plus des trois études générales sur les réseaux haute, moyenne et basse tension, les résultats spécifiques des GRD sont eux aussi particulièrement intéressants.

1.3 Cadre et problématiques centrales de l'étude

Le projet vise à répondre en particulier aux questions suivantes :

1. *Quels sont les besoins en renforcement et en extension du réseau dans les scénarios analysés ?*
2. *Quelles mesures permettraient une réduction du besoin en extension du réseau ?*

2. Procédure et approche méthodologique

Les analyses ont pour point de départ les quatre scénarios d'économie énergétique de l'étude «Avenir énergétique 2050» de l'AES [1]. Les éléments et chiffres clés de ces scénarios, axés sur le bilan électrique tant du point de vue de l'offre que de la demande en électricité, servent de bases d'analyse pour la présente étude.

Étude sur le réseau basse tension/moyenne tension (étude BT/MT)

Pour pouvoir examiner les conséquences des quatre scénarios d'économie énergétique sur les réseaux en demeurant le plus proche possible de la réalité, il a fallu sélectionner sept réseaux de distribution régionaux représentatifs couvrant 56 communes suisses comme régions deep dive (niveau de réseau 4–7). Des données réelles et actuelles sur le réseau de distribution ainsi que les modèles des réseaux de distribution à basse et moyenne tension des régions deep dive ont été mis à disposition du mandataire sous la forme de sous-réseaux représentatifs.

Régionalisation

Pour pouvoir effectuer les analyses liées aux réseaux de distribution nécessaires dans les régions deep dive sélectionnées, la présente étude a besoin d'une description régionalisée très précise sur le plan spatial pour chaque coffret de raccordement. S'appuyant sur les quatre scénarios de l'étude principale, une régionalisation est donc réalisée dans un premier temps. Pour chaque coffret de raccordement (CR), on calcule les besoins horaires en énergie sur une année de scénario pour différents types de charge comme l'électricité, l'eau chaude, les pompe à chaleur (PàC), le refroidissement ou encore l'électromobilité (EM) ainsi que l'injection réseau horaire par les installations photovoltaïques (voir figure 2.2).

L'affectation des séries temporelles horaires par CR et par type de charge (ou installation PV) aux réseaux de distribution des régions deep dive permet ensuite d'analyser les répercussions sur les réseaux et de déterminer les besoins d'extension.

Étude sur le réseau haute tension (étude HT)

L'étude sur le réseau haute tension (étude HT) analyse les niveaux de réseau 2 et 3 d'un réseau haute tension dans 595 communes, les besoins en électricité et la production d'électricité photovoltaïque par commune étant représentés de manière agrégée dans le réseau haute tension.

Scénarios concernant le réseau de distribution

Les besoins d'extension des réseaux BT/MT/HT sont ensuite appliqués à des «scénarios concernant le réseau de distribution» tenant compte des types de mesures choisis (par exemple la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques, le report des pointes de consommation pour l'électromobilité, etc.) (voir figure 2.1).

Analyses économiques et extrapolation à l'échelle de la Suisse

Sur cette base, l'étape suivante consiste à évaluer les coûts d'exploitation et d'investissement résultant des extensions de réseau pour chaque région deep dive et à extrapoler ces résultats à l'ensemble de la Suisse.

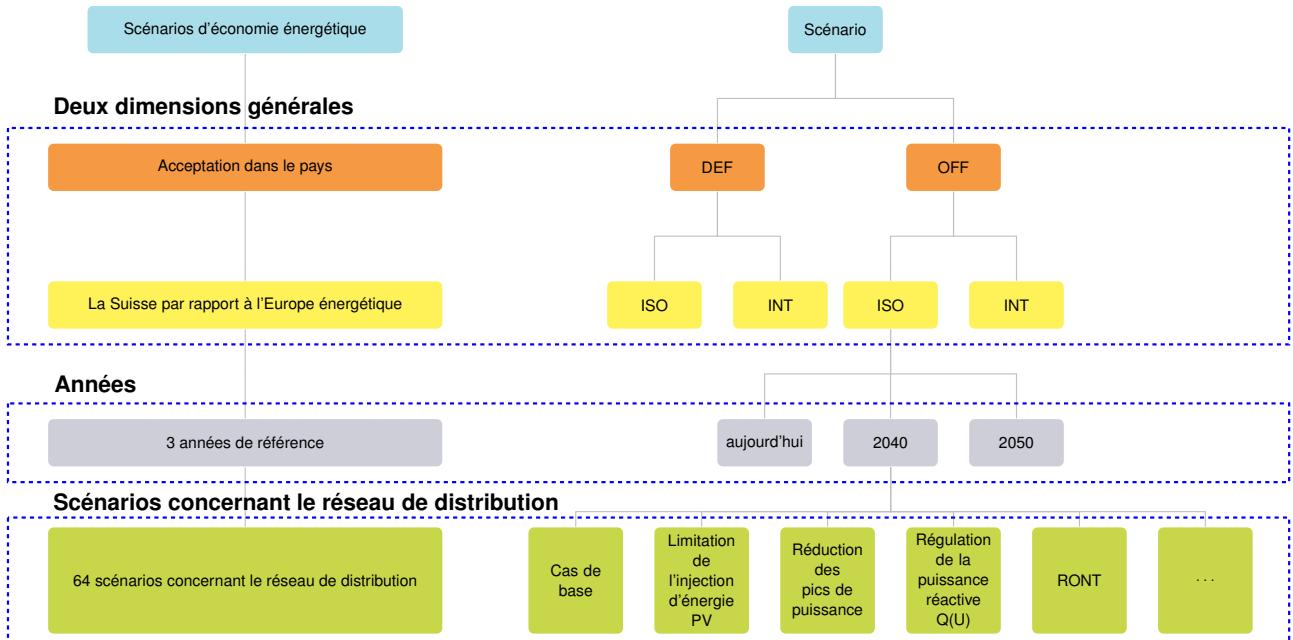


FIGURE 2.1 – Scénarios analysés de manière générale dans l'étude.

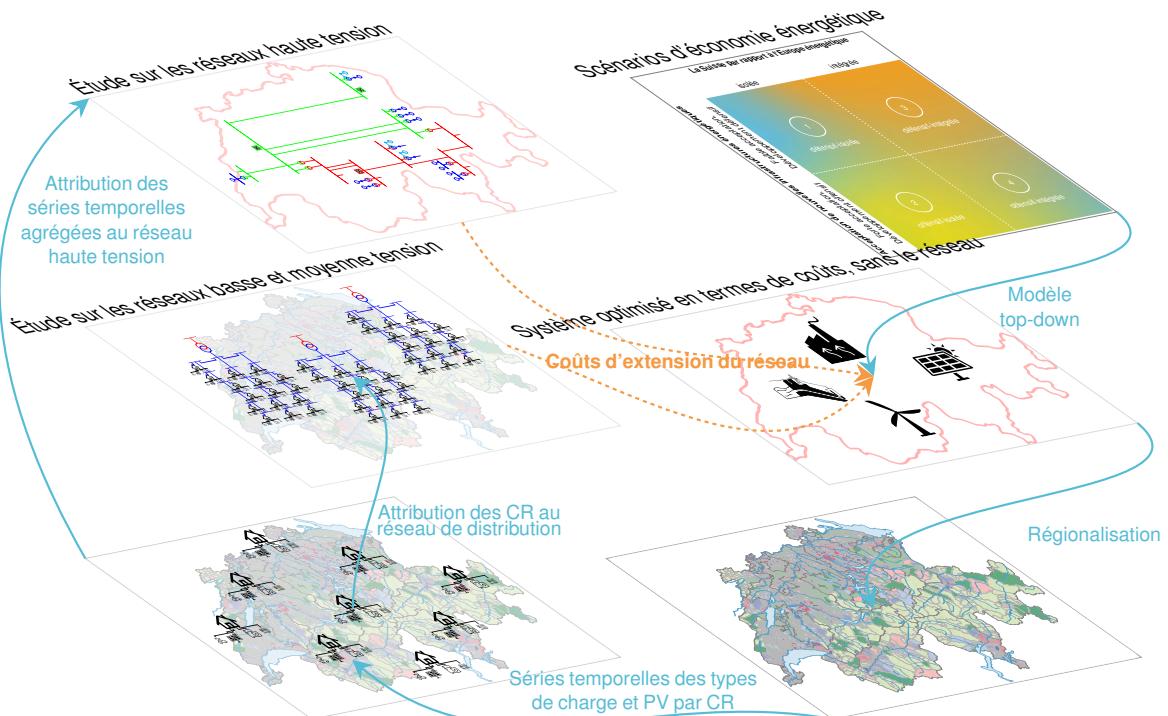


FIGURE 2.2 – Vue d'ensemble de la méthode générale.

2.1 Scénarios

2.1.1 Le point de départ : les scénarios d'économie énergétique de l'étude «Avenir énergétique 2050»

L'évolution du secteur de l'énergie dans les communes où ont été menées les études BT/MT/HT s'appuie sur les scénarios d'économie énergétique de l'étude principale «Avenir énergétique 2050» [1] (voir figure 2.3). Seules les années de référence REF (situation actuelle), 2040 et 2050 sont analysées. Il n'y a pas de calculs pour les années intermédiaires. Comme dans l'étude principale, les scénarios sont définis en fonction de deux dimensions générales :

- la Suisse par rapport à l'Europe énergétique (isolée vs intégrée), et
- l'acceptation des nouvelles infrastructures et technologies énergétiques dans le pays (offensif vs défensif).

Pour plus d'informations sur les scénarios et leurs paramètres, il est possible de consulter l'étude principale [1].

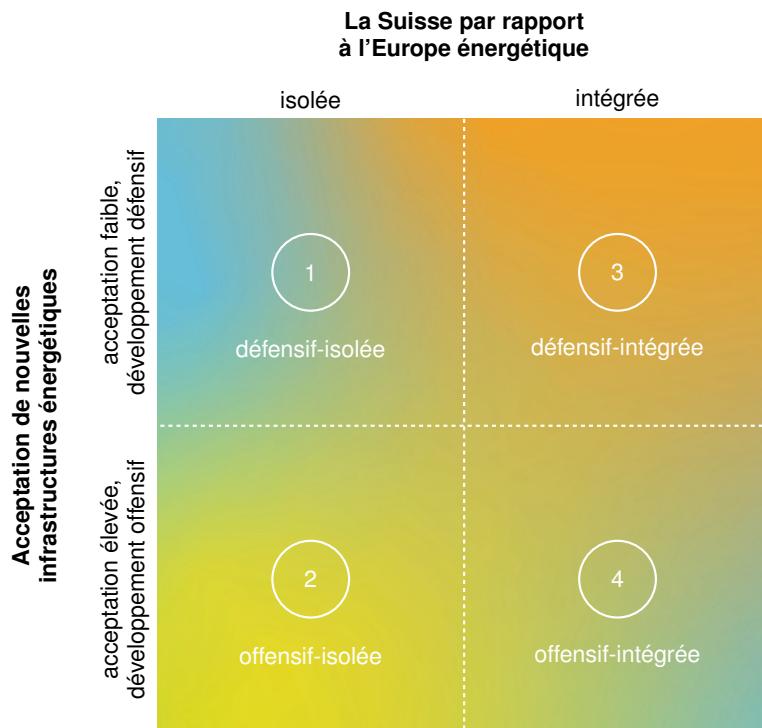


FIGURE 2.3 – Scénarios d'économie énergétique de l'étude principale «Avenir énergétique 2050». [1]

2.1.2 Scénarios concernant le réseau de distribution

Les scénarios concernant le réseau de distribution de ce projet correspondent à différentes mesures pondérées par diverses options de flexibilité. Le but est d'évaluer les répercussions de ces mesures sur le besoin d'extension du réseau. Ces scénarios mettent par ailleurs en évidence d'autres différences en matière de coûts d'extension.

Ils peuvent être répartis en plusieurs catégories :

- les scénarios qui quantifient l'influence de la **limitation de la puissance active du côté de l'offre et de la demande, en tant qu'option de flexibilité**, sur le besoin d'extension du réseau ;

- les scénarios qui quantifient l'influence d'une **promotion de la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** dans différents types d'installations décentralisées (PV, bornes de recharge, pompes à chaleur) sur le besoin d'extension du réseau ;
- les scénarios qui quantifient l'influence des **transformateurs réglables de réseau local (RONT)** équipés d'un système de régulation de la puissance réactive en fonction de la tension U(U) avec une consigne fixe sur le besoin d'extension du réseau ;
- les scénarios qui quantifient l'influence de **l'optimisation de la consommation propre** sur le besoin d'extension du réseau ;
- les scénarios qui prennent en considération les besoins d'extension du réseau **résultant uniquement de l'électrification de la demande** et la réduction potentielle de ces besoins en appliquant une **limitation de la puissance active** en tant qu'option de flexibilité ;
- les scénarios qui distinguent les besoins en extension du réseau impliquant des **bâtiments nouveaux** et ceux impliquant des **bâtiments existants** ;
- les scénarios qui font la distinction entre les besoins en extension du réseau en matière d'**augmentation de la capacité électrique** et de **maintien de la tension** ;

Tous les scénarios de réseau de distribution ont été calculés en premier lieu avec une limite de charge supérieure pour le renforcement des capacités **à 80%**, ce qui permet d'inclure indirectement l'influence d'aspects tels que la sécurité (R-1) dans les réseaux moyenne tension, les mesures topologiques pour le réapprovisionnement et la réduction de la capacité de charge électrique en cas de pose parallèle de câbles. En outre, les calculs ont été effectués pour une limite de charge à 100%, car les aspects ci-dessus sont moins pertinents pour la planification du réseau dans les NR 6 et NR 7.

Pour la présentation technique des scénarios concernant le réseau de distribution, les paramètres suivants ont été utilisés :

PV : le pourcentage maximal de production d'électricité photovoltaïque pouvant être injecté dans le réseau compte tenu des capacités photovoltaïques installées par coffret de raccordement. Par exemple, **PV=70** signifie que la limite d'injection réseau d'électricité photovoltaïque est de 70%. La limitation d'injection peut passer par un écrêtement des pointes ou par l'utilisation de batteries au domicile axée sur les besoins du réseau dans les installations photovoltaïques. Ces solutions engendrent une baisse minimale de l'énergie produite.

EM : la puissance maximale de recharge de l'appareil d'électromobilité, exprimée en pourcentage, compte tenu de la puissance installée de la borne de recharge par coffret de raccordement. Ainsi, **EM=75** représente une réduction des pics de puissance liée à la recharge à 75% de la capacité maximale des appareils.

PàC : la puissance maximale de la pompe à chaleur pour le chauffage et la production d'eau chaude, exprimée en pourcentage, compte tenu de la puissance installée de la pompe à chaleur par coffret de raccordement. Par exemple, **PàC=75** représente une réduction des pics de puissance liée à la pompe à chaleur à 75% de sa capacité maximale.

QU : la possibilité ou non de régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) dans une installation décentralisée. Appliquer une régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) (Q désigne la puissance réactive, U la tension) permet de faire en sorte que l'onduleur injecte la puissance réactive inductive ou capacitativa dans le réseau en fonction de la tension du réseau et puisse ainsi compenser une hausse ou une baisse de la tension locale. Par exemple, **QU=1** indique que les installations décentralisées régulent la puissance réactive en fonction de la tension.

RT : l'utilisation ou non de transformateurs réglables de réseau local au NR 6 en tant que solution technique à des problèmes de tension. Ainsi, **RT=1** indique que des transformateurs réglables de réseau local peuvent être

utilisés au NR 6.

NC : la prise en compte ou non des bâtiments nouveaux en plus des bâtiments existants. **NC=0** indique que seuls les bâtiments existants sont pris en compte.

CP : la prise en compte ou non de l'optimisation de la consommation propre grâce à des batteries au domicile et/ou au *Demand Side Management* (DSM). **CP=1** indique que l'optimisation de la consommation propre est prise en compte.

Au total, 64 scénarios concernant le réseau de distribution sont analysés pour chaque année de référence et pour chaque scénario d'économie énergétique. La liste complète des scénarios concernant le réseau de distribution est donnée en annexe, à la section 5.1.

2.2 Régionalisation

Pourquoi régionaliser ?

L'électrification de la demande due à l'essor de l'électromobilité et des pompes à chaleur électriques, et, du côté de l'offre, le développement massif du photovoltaïque sur les bâtiments, se produisent de manière décentralisée dans les réseaux de distribution. Pour pouvoir déterminer les conséquences de la décentralisation et de l'électrification sur les réseaux de distribution, sur le besoin en extension du réseau et donc sur les coûts qui en découlent, il est indispensable de procéder à une analyse régionalisée des facteurs qui entrent ici en jeu.

Régionalisation de l'étude BT/MT

Par conséquent, les quatre scénarios d'économie énergétique de l'étude principale ont été régionalisés dans les sept régions *deep dive* sélectionnées pour l'étude BT/MT (niveaux de réseau 4-7). Ces régions *deep dive* sont réparties dans diverses régions géographiques de Suisse et se différencient par leur typologie spatiale (zone urbaine, périurbaine ou rurale). Le tableau 2.1 résume les caractéristiques principales des régions *deep dive*.

TABLE 2.1 – Les sept régions deep dive analysées de l'étude BT/MT avec leurs principales caractéristiques.

GRD	Typologie	Nb. EGID (existant)	Nb. CR (existant)	Bâtiments nouveaux
A	Agglomération (périurbaine) avec un caractère urbain	3485	2353	860
B	Zone rurale avec une ville	5017	5142	320
C	Zone rurale avec des villages et peu d'industrie	10399	8125	583
D	Zone rurale avec du tourisme	954	803	20
E	Zone urbaine (y c. grande ville) avec industrie, commerce et appartements	1365	1369	259
F	Zones urbaines et rurales (y c. industrie)	6570	3906	280
G	Zones périurbaines et rurales avec une ville	3007	3546	374

Régionalisation de l'étude HT

Pour l'étude HT (niveaux de réseau 2 et 3), une zone de desserte comprenant au total 595 communes (ID OFS, situation au 1^{er} juillet 2022) du réseau haute tension a été analysée. L'évolution de ces communes en matière de population, d'emploi et de surface de référence pour la consommation d'énergie se fonde sur le modèle synPop d'EBP [2] et est décrite dans le tableau 2.2.

TABLE 2.2 – Évolution agrégée de la population, des employé/es et de la surface de référence énergétique dans toute la Suisse ainsi que dans les 595 communes de l'étude HT (en millions).

Caractéristique	Zone	REF	2040	2050
Population	CH	8.5	10.0	10.4
Population	HT	3.0	3.6	3.9
Employé/es	CH	5.2	5.6	5.7
Employé/es	HT	1.6	1.8	1.8
Surface de référence énergétique	CH	861.3	983.7	1008.9
Surface de référence énergétique	HT	247.8	304.8	317.7

En raison de l'électrification des secteurs du transport et du chauffage et de la production d'électricité décentralisée,

la régionalisation met généralement l'accent sur la répartition géographique des bornes de recharge, des pompes à chaleur et des installations photovoltaïques, qui sont représentées bâtiment par bâtiment.

Modélisation des bâtiments

Les besoins régionaux en énergie (électricité, eau chaude, chauffage et climatisation) de l'ensemble des bâtiments des régions *deep dive* étudiées ont été modélisés (comme dans l'étude principale) avec CESAR-P [3], un modèle de simulation *bottom up* des besoins énergétiques des bâtiments. À partir de la surface, de la hauteur, de l'année de construction et du type de bâtiment, CESAR-P élaboré un modèle détaillé du bâtiment simulé avec EnergyPlus [4].

Parc immobilier

Pour les bâtiments existants (parc immobilier), la modélisation se base sur le Registre fédéral des bâtiments et logements (RegBL) [5] et l'identificateur fédéral de bâtiment (EGID). Le RegBL permet de connaître l'âge du bâtiment (période de construction), sa catégorie (bâtiment résidentiel ou non résidentiel), sa classe (maison/immeuble, bureau, hôtel/restaurant, hôpital, école, magasin, bâtiment industriel, etc.), le nombre d'étages ainsi que la technologie actuelle de chauffage et de production d'eau chaude employée. La forme géométrique de la surface des bâtiments est tirée de OpenStreetMap (OSM) et est clairement identifiable grâce à un *FootprintID* (FID). L'interface avec le réseau de distribution est faite par le coffret de raccordement, qui dispose également d'un numéro d'identification unique (numéro de coffret).

Bâtiments nouveaux

En plus des bâtiments actuels, qui restent présents dans les scénarios se situant dans le futur, de nouvelles constructions sont modélisées pour tenir compte des évolutions du parc immobilier d'ici à 2050. Une distinction est opérée entre les nouveaux bâtiments correspondant à une densification et ceux correspondant à l'exploitation de sites restés vierges jusqu'alors. Le nombre de bâtiments nouveaux a été déduit des projections concernant l'évolution de la population et de l'emploi dans les régions sélectionnées du modèle synPop d'EBP [2]. La conversion en bâtiments de différente taille (nombre d'étages) et de différents types a été réalisée à partir de valeurs typiques en matière de surface de référence pour la consommation d'énergie (SRE).

Lorsque cela était faisable dans des délais raisonnables, les zones d'évolution (zones de densification et sites restés vierges) désignées par les règlements sur les constructions et l'affectation des communes concernées ont été prises en compte pour pouvoir intégrer les nouveaux bâtiments de manière aussi réaliste que possible dans la topologie actuelle du réseau.

2.2.1 Besoin en chauffage

Régionalisation du besoin en pompes à chaleur pour l'étude BT/MT

La régionalisation de l'approvisionnement en chaleur est réalisée en trois étapes. Les analyses se concentrent sur une représentation adéquate de l'essor des pompes à chaleur à des fins de chauffage et de production d'eau chaude. Il n'est pas tenu compte de la chaleur à hautes températures pour les processus de fabrication industriels puisque le recours aux pompes à chaleur est rare dans ce contexte.

La régionalisation du besoin en pompes à chaleur est représentée à la figure 2.4 par le nombre de pompes à chaleur nécessaires en 2050 par unité de terrain de 100 m x 100 m.

La première étape consiste à décrire le parc immobilier actuel grâce au Registre fédéral des bâtiments et logements (catégorie du bâtiment, surface de référence pour la consommation d'énergie, mode de chauffage et indice de

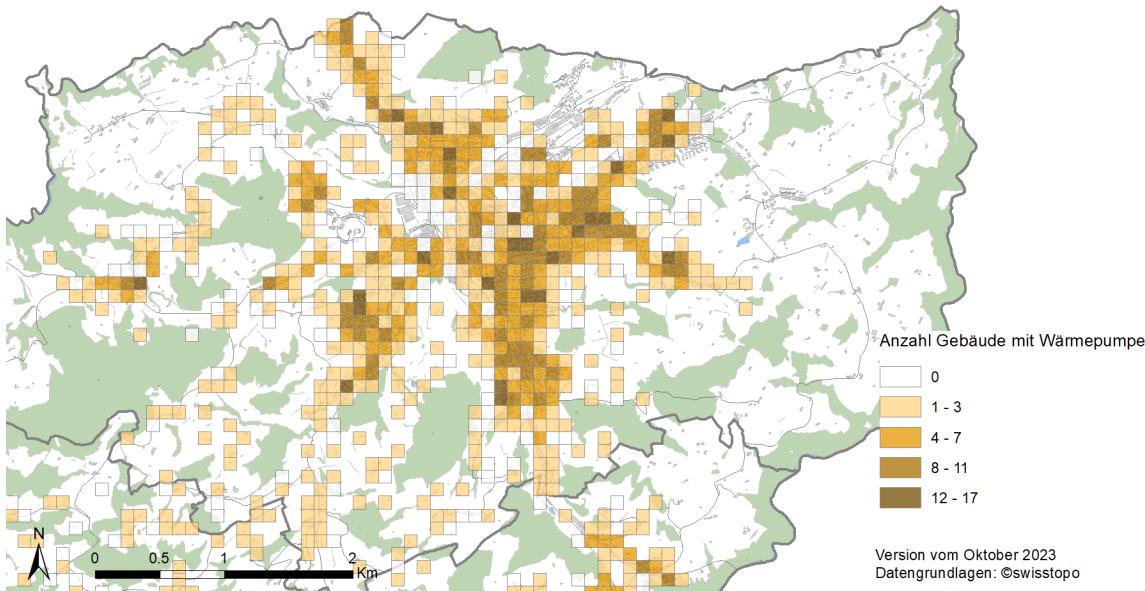


FIGURE 2.4 – Régionalisation du besoin en nombre de bâtiments avec pompes à chaleur installées, dans une zone d'exemple d'un deep dive. Scénario représenté : OFF-INT.

dépense d'énergie). Dans un deuxième temps, on modélise l'approvisionnement en chaleur des bâtiments nouveaux puis on le régionalise en s'appuyant sur l'évolution démographique de la commune (pour les bâtiments d'habitation) et l'évolution de l'emploi (pour les autres bâtiments). Dans un troisième temps, on modélise l'approvisionnement en chaleur des bâtiments déjà existants. L'efficacité des bâtiments actuels et l'installation de pompes à chaleur sont calibrées bâtiment par bâtiment pour pouvoir représenter leur évolution dans chaque scénario. En ce qui concerne la répartition des nouvelles pompes à chaleur dans les bâtiments existants, un modèle élaboré par EBP a été appliqué et permet de déterminer bâtiment par bâtiment si l'installation d'une pompe à chaleur est pertinente. La compatibilité d'un bâtiment avec une pompe à chaleur est déterminée à partir de la densité du besoin en chaleur (énergie utile par hectare de terrain où se situe le bâtiment), de l'indice de dépense d'énergie du bâtiment et de l'inclusion potentielle de zones protégées (protection du site). Dans les zones où il y a une grande densité des besoins en chaleur, où les bâtiments ont des consommations spécifiques élevées et dans les zones protégées, les pompes à chaleurs ne sont plutôt pas utilisées (ces territoires sont particulièrement adaptés aux réseaux thermiques). La régionalisation du potentiel d'utilisation des pompes à chaleur sert de base de calcul pour la section suivante.

Rendements et conversion de l'énergie utile en besoin en électricité

Le besoin en énergie utile est déterminé grâce à CESAR-P. Cela signifie que le rendement des technologies et la manière dont ce besoin est couvert ne sont pas pris en compte. Les besoins d'énergie finale au coffret de raccordement sont évalués à partir du rendement supposé et du taux de pénétration régional de potentielles technologies de production. Par conséquent, le besoin en électricité pour couvrir la production d'eau chaude, le chauffage et le refroidissement a été calculé pour des pompes à chaleur et des chauffages électriques. Pour les pompes à chaleur, on admet un coefficient de performance annuel (COP) de 4 aussi bien pour la production de chaud que de froid [1]. L'augmentation régionale du nombre de pompes à chaleur s'appuie sur le modèle d'évolution national (voir tableau 2.3), qui a été régionalisé. Le chauffage électrique a un rendement de 100%, et est en recul dans la production annuelle nationale dans tous les scénarios, passant de 5021 GWh aujourd'hui (REF 100%) à 850 GWh (16%) en 2040 puis à 170 GWh (4%) en 2050 (voir tableau 2.3). Le nombre actuel de chauffages électriques dans les régions

deep dive est estimé à partir des données du RegBL, et représente 1,1% du nombre de chauffages électriques en Suisse.

TABLE 2.3 – Évolution du besoin annuel en électricité des pompes à chaleur et des chauffages électriques (en GWh/an) au niveau national et dans les sept régions *deep dive* pour la production de chaleur ambiante et d'eau chaude. Le coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur est toujours modélisé avec 4. Les chiffres nationaux ainsi que le COP proviennent de l'étude principale. [1].

Scénario	Technologie	Région	REF	2040	2050
tous	Chauffages électriques	CH	5021	850	170
tous	Chauffages électriques	<i>deep dive</i>	55	9	2
DEF-INT	Pompes à chaleur	CH	1626	11295	11839
DEF-INT	Pompes à chaleur	<i>deep dive</i>	18	222	228
DEF-ISO	Pompes à chaleur	CH	1626	11326	11678
DEF-ISO	Pompes à chaleur	<i>deep dive</i>	18	222	229
OFF-INT	Pompes à chaleur	CH	1626	11319	10609
OFF-INT	Pompes à chaleur	<i>deep dive</i>	18	226	200
OFF-ISO	Pompes à chaleur	CH	1626	10337	6404
OFF-ISO	Pompes à chaleur	<i>deep dive</i>	18	200	87

Une hausse du besoin en refroidissement liée à un essor des appareils de climatisation dans les bâtiments partiellement résidentiels et non résidentiels est anticipée. Cet essor se fonde sur le document [6] et est mis en lumière dans le tableau 2.4. Les bâtiments nouveaux dotés de pompes à chaleur peuvent également utiliser ces installations à des fins de climatisation. La hausse régionale du besoin de refroidissement escomptée concorde avec les estimations de l'étude principale en la matière au niveau national [1].

TABLE 2.4 – Pénétration des appareils de climatisation dans les bâtiments sans et avec usage résidentiel partiel. 100% correspond à une couverture complète du besoin en froid par des appareils de climatisation.

Année	Scénario AES	Évolution	Pénétration
REF	-	-	15%
2040	défensif	1/2 * (Variante de base ZÉRO + PEA)	20%
2040	offensif	Variante de base ZÉRO	17%
2050	défensif	1/2 * (Variante de base ZÉRO + PEA)	24%
2050	offensif	Variante de base ZÉRO	20%

Modélisation des profils de besoin en énergie horaire et des facteurs de simultanéité

Le besoin de chaque bâtiment en énergie horaire pour la production d'eau chaude, le chauffage et le refroidissement modélisé par CESAR-P (y compris les bâtiments nouveaux) est affecté au coffret de raccordement correspondant.

Il est particulièrement difficile d'agréger les données spatiales et temporelles des profils de besoin en énergie simulés de plusieurs bâtiments, notamment la simultanéité des pics de puissance, car l'agrégation de profils différents doit tenir compte de la diversité des comportements utilisateurs. CESAR-P utilise des profils utilisateurs variables qui choisissent au hasard des comportements divers en matière de chauffage, de climatisation et d'utilisation de l'éclairage ainsi que de l'électricité parmi une bibliothèque de 100 profils afin d'appréhender de manière réaliste cette diversité entre les bâtiments. L'étude [7] a montré qu'à partir de 50 profils utilisateurs différents, la variabilité naturelle était représentée et que l'on pouvait prendre suffisamment en compte la simultanéité des pics de puissance pour pouvoir agréger les profils de façon réaliste. Les profils de charge des années 2040 et 2050 ont été extrapolés

de manière linéaire en partant du principe que l'efficacité énergétique va augmenter par rapport aux profils de charge de l'année REF. On fait ici l'hypothèse que le besoin en électricité de tous les bâtiments diminuera indépendamment de leur période de construction (y compris pour les nouveaux bâtiments). Concernant le chauffage, en revanche, on considère que les besoins vont diminuer essentiellement dans les bâtiments construits avant l'an 2000, et que pour les bâtiments construits après cette date ainsi que les bâtiments nouveaux, le besoin en chauffage est déjà faible et ne nécessite pas d'ajustement. En matière de production d'eau chaude, aucune réduction n'est attendue.

Besoin en énergie de bâtiments dans l'étude HT

Le besoin en énergie de bâtiments dans le domaine de la haute tension n'est pas modélisé de manière *bottom up* bâtiment par bâtiment (avec CESAR-P) comme dans l'étude BT/MT, mais de manière *top down* en régionalisant les résultats de l'étude principale pour les 595 communes (ID OFS). Le besoin en énergie au niveau national est pour cela ventilé en fonction de paramètres sociodémographiques et de l'évolution de ces derniers, et analysé séparément selon différentes catégories : énergie pour les bâtiments, énergie pour l'industrie, chauffage, eau chaude, refroidissement et chaleur à hautes températures pour les processus de fabrication industrielle. L'évolution sociodémographique s'appuie sur le modèle synPop d'EBP. Les paramètres représentatifs suivants ont été pris en compte :

- pour l'électricité des bâtiments et l'eau chaude, la population totale
- pour la chaleur à hautes températures pour les processus de fabrication industrielle et l'électricité consommée par l'industrie, le nombre de personnes salariées
- pour le chauffage et la climatisation, la surface de référence pour la consommation d'énergie.

2.2.2 Électromobilité

Pour la présente étude, des catégories de véhicule (voitures de tourisme) ont été utilisées : véhicule avec «recharge à domicile» (*home*), «recharge sur le lieu de travail» (*work*), «recharge sur le lieu de destination» (*POI*) et «recharge rapide» (*fast*). Les véhicules utilitaires légers et lourds ainsi que les bus ont quant à eux été classés en véhicules avec «recharge au dépôt» et «recharge rapide». Les différentes catégories de véhicules et les types de recharge sont régionalisés différemment puisqu'ils présentent des différences intrinsèques.

Électromobilité dans l'étude BT/MT

La recharge de véhicules de tourisme sur borne privée est modélisée au NR 7. Il s'agit des types de recharge *home* et *work*.

Ici, les besoins pour la recharge à domicile et sur le lieu de travail (parc automobile et véhicules des pendulaires) de chaque commune sont répartis de manière probabiliste entre les bâtiments en tenant compte de la date de construction, de la disponibilité de places de stationnement, des types de bâtiment (maison, immeuble, bâtiment commercial ou industriel) et des données d'immatriculation actuelles. Pour cela, l'évolution de la population et de l'emploi ainsi que leur influence directe sur le parc immobilier sont également prises en considération. Le résultat permet d'obtenir un besoin en énergie par CR pour les recharges *home* et *work* coordonné avec les estimations au niveau de la commune et au niveau national.

Le besoin en énergie des voitures de tourisme pour les recharges *POI* et *fast* ainsi que ceux des véhicules utilitaires et les bus sont modélisés au NR 6. Par rapport aux types de recharge *home* et *work*, les types *POI* et *fast* sont bien moins liés à des bâtiments et sont davantage liés au lieu de destination et aux axes routiers. Plusieurs paramètres spatiaux ont par conséquent été utilisés, entre autres les lieux (parkings, stations-service, stations de lavage, aires de repos, etc.) localisables dans *Open Street Maps* ou bien les fortes charges de trafic issues du Modèle national

du trafic voyageurs (MNTP) de l'OFROU (voir [1]). Les besoins associés aux types de recharge *POI* et *fast* qui en découlent ont été reportés sur les transporteurs d'alimentation des régions *deep dive* correspondantes.

La régionalisation des besoins de recharge est représentée à la figure 2.5 par la puissance installée nécessaire pour les bornes de recharge privées (à domicile et sur les lieux de travail) en 2050 par unité de terrain de 100 m x 100 m.

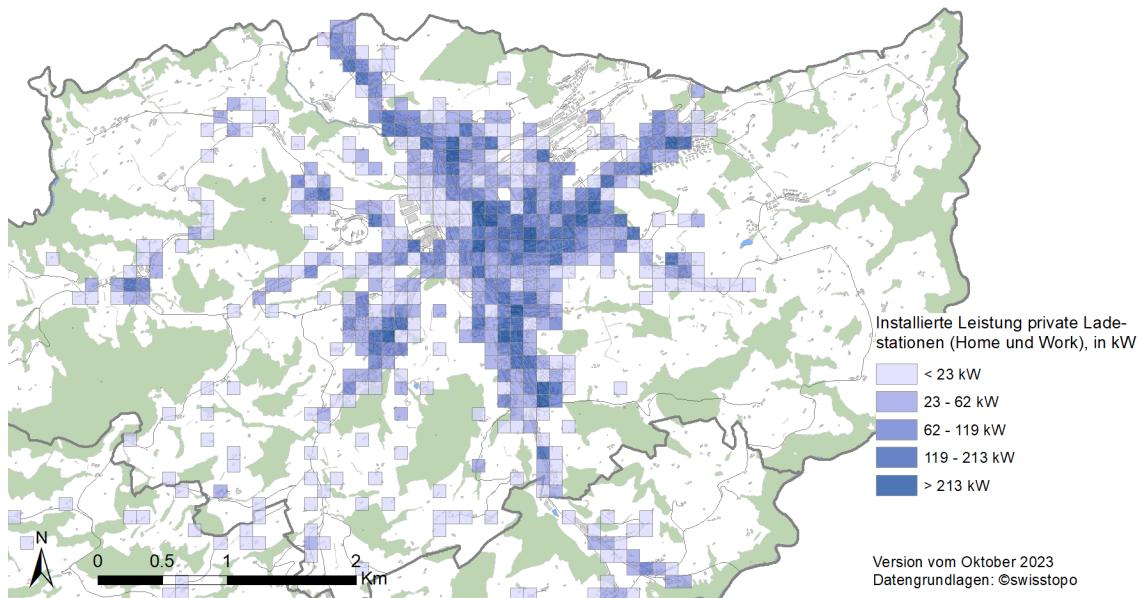


FIGURE 2.5 – Régionalisation du besoin en puissance de recharge installée en kW aux bornes de recharge à la maison et au travail, dans une zone d'exemple d'un deep dive. Scénario représenté : OFF-INT pour l'année 2035.

Concernant les besoins pour la recharge en dépôt des véhicules utilitaires lourds et des bus, la régionalisation a été effectuée spécifiquement pour les régions *deep dive*. Les zones industrielles et les dépôts de bus ont été identifiés et pondérés en fonction du nombre de places de stationnement, dans l'idée que ces sites seront développés pour s'adapter à l'électromobilité de manière proportionnelle à leur taille (places de stationnement). Les besoins en matière de recharge rapide pour ces catégories de véhicules ont été répartis au niveau national en fonction de la charge de trafic pour le trafic journalier moyen [8]. Les besoins qui en découlent pour les véhicules utilitaires et les bus ont été affectés au jeu de barres côté moyenne tension du transformateur NR 6 le plus proche dans la région *deep dive* concernée.

Électromobilité dans l'étude HT

Le besoin en énergie pour l'électromobilité des véhicules de tourisme, des véhicules utilitaires légers et lourds et des bus dans les 595 communes de l'étude HT a été déterminé selon la même méthode de modélisation que dans l'étude BT/MT, et a également été calculé à partir des modèles nationaux de l'EBP. Étant donné que le degré de détail spatial nécessaire est moins élevé au niveau du réseau haute tension, les besoins en énergie ont été modélisés pour toutes les catégories de véhicules et tous les types de recharge confondus au niveau des communes, puisqu'à cette échelle, les données tiennent déjà compte des informations relatives à l'immatriculation et au trafic. Dans un second temps, les données des communes ont été agrégées au niveau des sous-stations correspondantes (NR 3) pour arriver au degré d'agrégation souhaité.

Profils de charge pour l'électromobilité

L'objectif est d'obtenir un profil de charge individuel pour l'électromobilité pour chaque objet (p. ex. chaque CR et chaque ST) à tous les niveaux de résolution spatiale souhaités (p. ex. le CR pour les besoins de recharge «*home*» et «*work*», ou le réseau en aval d'un transformateur pour les recharges «*fast*» et «*POI*»). La régionalisation permet de déduire l'énergie nécessaire à la recharge (en kWh) et le nombre de cycles de recharge par an de chaque objet. L'élaboration des profils de recharge s'appuie sur la répartition annuelle de l'énergie grâce à une méthodologie réaliste, afin que ceux-ci représentent le plus fidèlement possible les horaires et la durée des cycles de recharge.

Pour créer ces profils, il est indispensable de faire la distinction entre les comportements de recharge pour chaque type de recharge et chaque catégorie de véhicule, car les différences de style de conduite ont des conséquences directes sur ce comportement. Dans un premier temps, on décrit donc le comportement de recharge de chaque type de recharge et chaque catégorie de véhicule, pour pouvoir dans un deuxième temps déterminer la distribution de probabilité des horaires typiques de recharge. Ces données se fondent sur le microrecensement mobilité et transports [9], qui dépeint les comportements caractéristiques de la population suisse en matière de mobilité, p. ex. la distance et le but des trajets effectués (achats, travail, loisirs, ...) ainsi que d'autres facteurs. Dans l'exemple d'un pendulaire qui recharge son véhicule au travail, la probabilité de démarrer un cycle de recharge le matin (heure typique du début de la journée de travail, à l'exception d'un travail en roulement) est nettement plus élevée que le soir. Pour des cycles de recharge à domicile, la probabilité est plus élevée dans le courant de l'après-midi et le soir que pendant la matinée. Dans ce cas, une probabilité plus élevée ne signifie cependant pas que tous les véhicules sont raccordés après la fin de la journée de travail.

Pour chaque CR, le besoin en énergie en kWh et le nombre de cycles de recharge sont déduits de la régionalisation. Le nombre de cycles de recharge peut être réparti de manière probabiliste sur l'année à partir de l'énergie de recharge par cycle en kWh et de la distribution de probabilité des comportements de recharge. En fonction de la puissance disponible (kW) et de l'énergie à recharger (kWh) par cycle de recharge, la durée de recharge, et ainsi le profil horaire du processus de recharge sont déterminés individuellement. On peut alors construire une courbe de charge pour chaque CR qui indique les besoins en énergie annuels correspondants.

Pour les profils de recharge, aucune optimisation et aucun pilotage ou gestion de la charge ne sont réalisés à ce moment-là. Il est important de noter qu'avec cette méthode, chaque CR a un profil de recharge individuel propre. Des CR apparemment identiques ont donc un profil de recharge différent sur l'année en raison de la répartition probabiliste des cycles de recharge. Cette méthode tente de représenter les profils de recharge le plus conformément possible à la réalité et ne prétend pas illustrer un «*worst case*».

De ce fait, la répartition probabiliste des cycles de recharge sur l'année permet d'obtenir un facteur de simultanéité empirique (voir section 2.3).

Hypothèses sur le Vehicle-to-Grid

Dans la charge bidirectionnelle, on distingue entre le *Vehicle-to-Home* (V2H) et le *Vehicle-to-Grid* (V2G). Le V2H vise à stocker le courant PV autoproduit afin de l'utiliser plus tard, tandis qu'avec le V2G, l'électricité provenant des batteries de voiture est réinjectée dans le réseau afin, idéalement, de stabiliser le réseau. Le V2G nécessite toutefois des conditions-cadre importantes et ses coûts d'acquisition sont pour le moment plus élevés. Les répercussions sur les réseaux de distribution sont limitées et dépendent de la gestion du stockage.

Il est important de noter que les batteries en général, ainsi que le V2G peuvent même solliciter plus fortement localement le réseau de distribution, en particulier s'ils sont utilisés en faveur du système et non en faveur du réseau. Dans l'idéal, le V2G peut stabiliser le réseau électrique et utiliser efficacement les énergies renouvelables [10]. Des études montrent que les répercussions engendrées par le V2G sur les réseaux de distribution sont faibles. La valeur ajoutée du V2G par rapport à la recharge unidirectionnelle n'est pas claire. [11] indiquent qu'une pénétration de 20%

de véhicules bidirectionnels peut certes réduire les pics de charge de 11%, mais que deux tiers de cette réduction peuvent toutefois déjà être atteints par une recharge unidirectionnelle contrôlée. [12] en arrive à la même conclusion.

La recharge intelligente est considérée comme la solution privilégiée pour écrêter les pointes, car l'utilisation directe d'électricité est économiquement et techniquement plus avantageuse. En raison des incertitudes et de l'hypothèse selon laquelle la recharge intelligente réduit en premier lieu la charge du réseau, le V2G n'a pas été étudié en détail dans la présente étude.

2.2.3 Photovoltaïque

La capacité photovoltaïque installée dans les régions *deep dive* analysées repose sur le développement du photovoltaïque à l'échelle nationale décrit dans l'étude principale (voir tableau 2.5).

Le photovoltaïque dans l'étude BT/MT

Dans l'hypothèse où des dispositions régulatoires seraient prises en la matière, le développement de la capacité photovoltaïque installée devrait s'appuyer principalement sur les bâtiments nouveaux. Dans toutes les communes, l'évolution de la population et du marché de l'emploi est prise en considération et de nouveaux bâtiments sont modélisés. Sur ces nouveaux bâtiments (modélisés), on part du principe que les installations photovoltaïques seront intégrées sur des toits plats avec une orientation est-ouest et une inclinaison de 15 degrés [13].

La différence entre la capacité photovoltaïque théorique et la capacité photovoltaïque installée sur les bâtiments nouveaux est répartie sur le parc immobilier existant en fonction des potentiels, les toits captant une irradiation solaire annuelle plus élevée étant recouverts en premier. Seuls les toits qui appartiennent aux trois premières classes d'irradiation et ne sont pas situés dans des zones de protection des sites construits sont pris en compte. Dans le parc immobilier existant, les toitures et leurs caractéristiques (surface, pente, orientation, classe d'irradiation) sont tirées de la base de données *toitsolaire.ch* (état 2022).

La régionalisation des installations photovoltaïques est représentée à la figure 2.6 par la puissance installée prévisionnelle en kW sur le parc immobilier existant en 2035 agrégée par unité de terrain de 100 m x 100 m.

Les éventuels besoins résiduels en capacité photovoltaïque ont été répartis sur les espaces libres. Cependant, étant donné que les installations au sol sont raccordées à des niveaux de réseau plus élevés, et que la topographie réseau locale en basse tension est essentielle dans cette étude, elles ont été exclues du présent raisonnement¹. La figure 2.7 représente les capacités photovoltaïques installées (en MW_c) ainsi calculées par région *deep dive*, réparties entre le parc immobilier existant et les bâtiments nouveaux.

TABLE 2.5 – Capacité PV installée (en GW_p) au niveau national.

Scénario	REF	2040	2050
DEF-ISO	2.41	25.11	29.36
DEF-INT	2.41	20.67	25.52
OFF-ISO	2.41	14.99	14.53
OFF-INT	2.41	15.26	16.39

Le photovoltaïque dans l'étude HT

La production d'électricité photovoltaïque dans les 595 communes de l'étude HT est également extrapolée à partir

1. Les installations au sol (de grande ampleur) sont intégrées aux niveaux de réseau plus élevés. Les rendements liés aux installations montées sur façade sont intégrés dans les installations de toit.

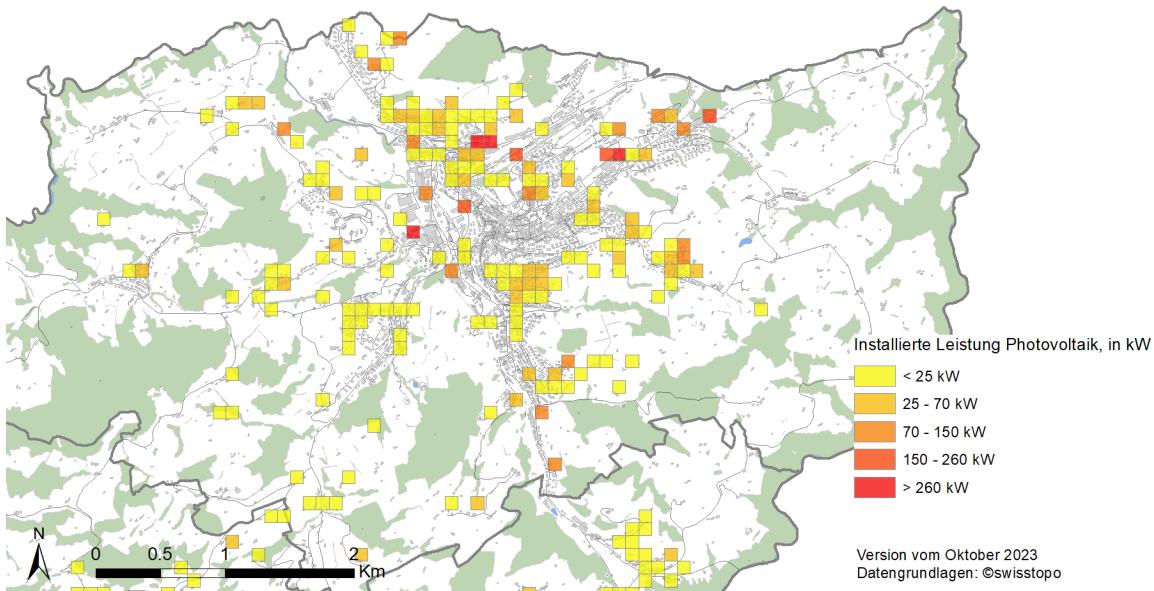


FIGURE 2.6 – Régionalisation du besoin en puissance photovoltaïque installée en kW dans des bâtiments existants, dans une zone d'exemple d'un deep dive. Scénario représenté : OFF-INT pour l'année 2035.

des conclusions de l'étude principale sur le développement du photovoltaïque à l'échelle nationale. Pour ce faire, toutes les surfaces de toits de plus de 10 m² de la base de données toitsolaire.ch appartenant aux classes «excellente», «très bonne» et «bonne» sont répertoriées en fonction de leur rendement électrique annuel. Les installations photovoltaïques ne peuvent représenter que 70% de la surface des toits, ce dont il est également tenu compte. On cherche ensuite à déterminer la surface minimale de toits nécessaire pour atteindre les objectifs de développement nationaux de l'étude principale [14]. Puis on rattache les surfaces de toits identifiées à leur commune (ID OFS) et, enfin, on analyse le développement du photovoltaïque général de la commune.

Profils d'injection photovoltaïques

Pour déterminer les profils d'injection PV horaire par mètre carré de toiture, on utilise des profils d'irradiation de l'EPFL par commune (ID OFS) intégrant l'orientation (N, NO, NE, O, E, SO, SE, S) et l'inclinaison (par paliers de 5°) des toits [15]. Ces profils tiennent également compte des ombres créées par les éléments du toit (cheminées, structures de toit, etc.) et les bâtiments environnants. Les toits ayant une inclinaison inférieure à 10° sont globalement considérés comme des toits plats sur lesquels on installe des modules PV orientés est-ouest avec une inclinaison de 15° [13]. Le rendement électrique par heure et par surface de toit est obtenu en multipliant les profils d'irradiation par mètre carré par la surface de toit utilisable pour l'installation photovoltaïque (généralement 70% de la surface totale) ainsi que par un rendement global du photovoltaïque de 15% (soit environ 5,5 M²/kW_c).

2.2.4 Industrie

Les besoins en énergie de l'industrie dans l'étude BT/MT

Les besoins en énergie de l'industrie sont déterminés de manière *top down* à partir des statistiques nationales sur la consommation d'énergie dans l'industrie et les services («Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor», EnID). Les besoins en électricité des bâtiments de type «industriel» et «autre» sont définis en fonction de la branche concernée (nomenclature NOGA à quatre chiffres de la branche), du nombre total d'employés (EMPTOT)

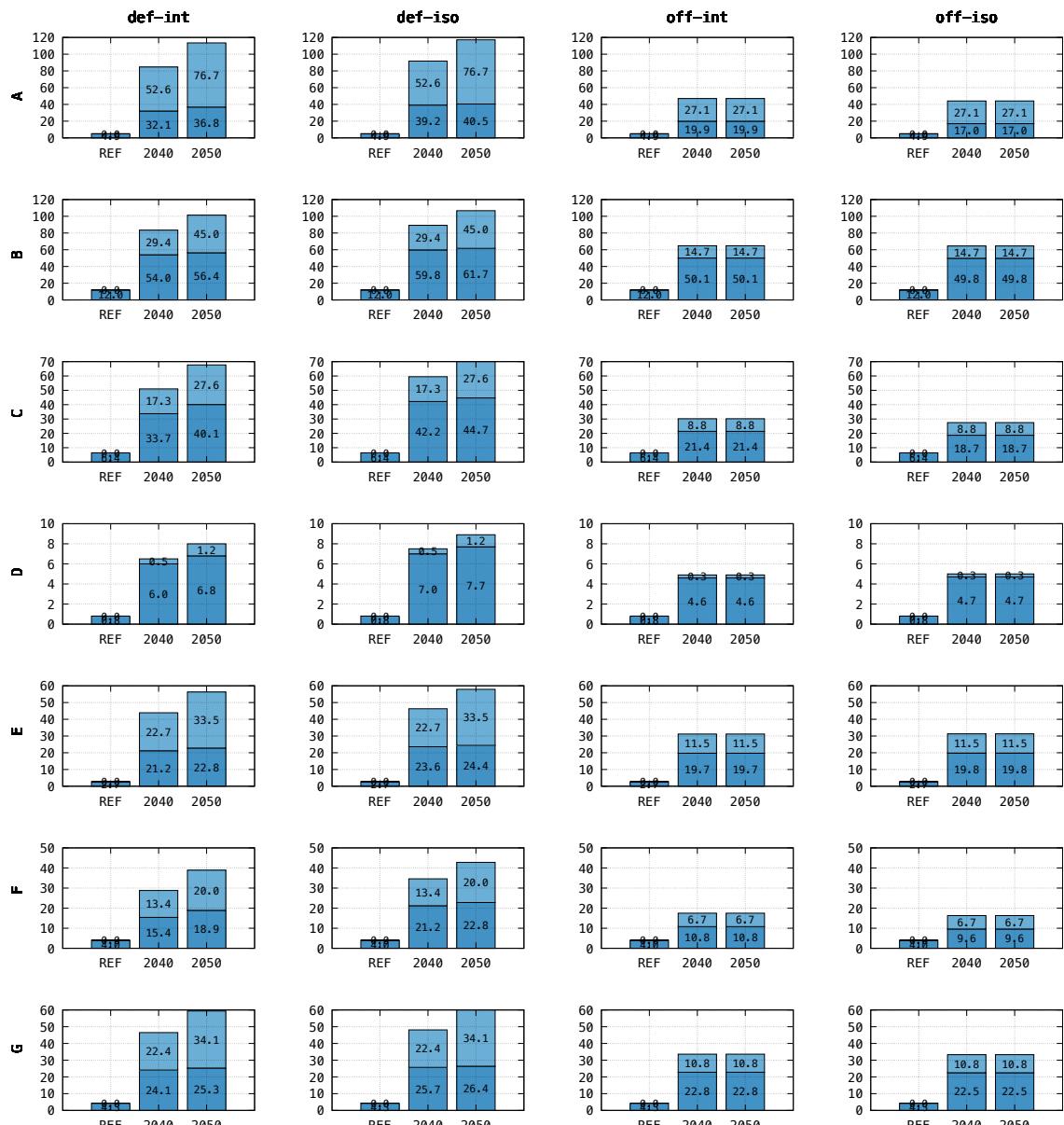


FIGURE 2.7 – Puissance PV installée (en MW_p) par région deep dive et scénario, divisée en bâtiments existants et bâtiments nouveaux .

de la «Statistique structurelle des entreprises» (STATENT) [16] ainsi que des besoins en électricité par employé/e de la branche (p. ex. alimentation, textile, papier, chimie/pharmacie, ciment, métal, machines, construction et autres) selon l'EnID. Pour estimer les besoins futurs en électricité, les variations que connaîtront les différentes branches d'après les PE 2050+ [17] sont prises en compte (voir figure 2.8).

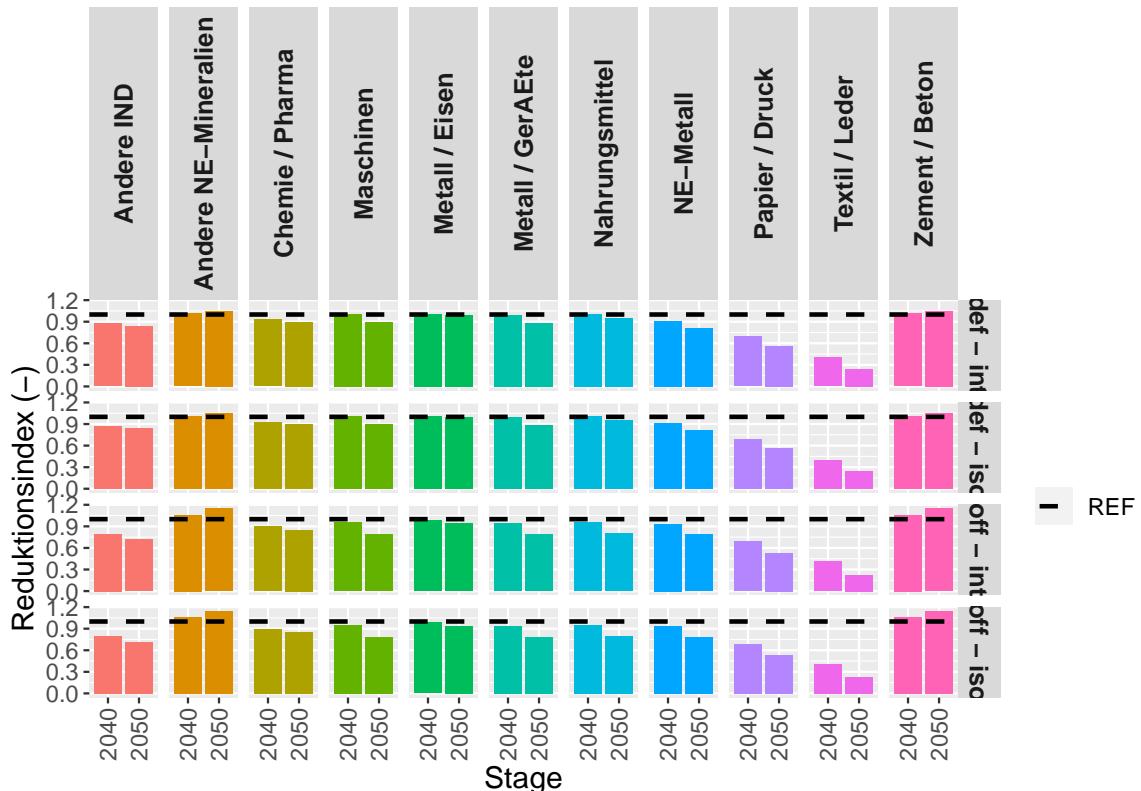


FIGURE 2.8 – Hausse/baisse indexée (proportionnelle) de la consommation d'électricité dans les différentes branches de l'industrie selon «consommation d'énergie dans l'industrie et dans le secteur des services» [18].

Profils de charge pour l'industrie

Les besoins annuels estimés en électricité de l'industrie ont été répartis de façon linéaire branche par branche sur les profils de besoin horaire d'ElectroWhat [19]. Une distinction est faite entre jour ouvrable et week-end. Le dimanche et les jours fériés nationaux sont considérés comme des jours de week-end. Pour le samedi, on utilise la moyenne entre jour ouvrable et week-end. Il en résulte une subdivision en trois catégories : jour ouvrable, samedi et week-end (dimanche et jours fériés).

2.3 Analyses réseaux : étude BT/MT

La valeur ajoutée des analyses de réseaux réels

Pour pouvoir évaluer les conséquences sur les régions *deep dive* des différentes évolutions des besoins et de l'offre en électricité décrites dans les scénarios nationaux, il a fallu modéliser en détail les réseaux réels actuels de ces sept régions. Cette approche, qui consiste à travailler sur des modèles de réseaux réels, a un avantage : l'état actuel des réseaux peut être représenté de manière bien plus précise et donc plus réaliste que les modèles de réseau de référence, qui sont généralement construits pour remplir un objectif d'approvisionnement dans une région donnée avec une certaine marge de sécurité. La modélisation réaliste de l'état actuel du réseau joue un rôle crucial dans la détermination des besoins d'extension.

La valeur ajoutée des analyses des séries temporelles par la régionalisation

Traditionnellement, les conséquences sur l'extension du réseau de la hausse de la demande provoquée par l'électrification (p. ex. avec les bornes de recharge des véhicules électriques et les pompes à chaleur) et de la production locale (avec l'injection réseau par les installations photovoltaïques) sont évaluées pour le pire des cas (méthode «*worst case*») à chaque niveau de réseau (NR 2-7). Au lieu de séries temporelles, cette méthode conçoit un scénario du pire pour chaque niveau de réseau à partir des facteurs de simultanéité par type de charge ou par installation photovoltaïque permettant de déterminer la charge maximale du réseau et les coûts d'extension nécessaires. Il est notoire que la méthode «*worst case*» surestime les coûts d'extension nécessaires en raison de la sélection prudente des facteurs de simultanéité.

Dans cette étude, les séries temporelles (profils de charge et d'injection réseau PV) sont déterminées pour chaque type de charge et installation photovoltaïque par CR grâce à une répartition probabiliste par type de charge (voir section 2.2). Cette répartition probabiliste (p. ex. des comportements de recharge pour chaque type de recharge et chaque catégorie de véhicule pour l'électromobilité) permet une représentation plus proche de la réalité des profils de charge. Grâce à l'analyse des séries temporelles, on peut également estimer de manière plus précise les besoins en extension du réseau.

L'évolution du facteur de simultanéité en fonction du nombre de bornes de recharge dans une zone donnée est un exemple de la valeur ajoutée de l'analyse des séries temporelles.

La figure 2.5 illustre le facteur de simultanéité empirique de l'électromobilité pour les bornes de recharge à domicile dans une des régions *deep dive*. Le facteur de simultanéité varie cependant fortement en fonction des types et des comportements de recharge. Plus le nombre de bornes de recharge augmente, moins le facteur de simultanéité se dégrade, et ce de manière exponentielle. L'analyse des séries temporelles fournit ainsi une représentation probabiliste mais réaliste du facteur de simultanéité pour chaque élément (p. ex. CR ou transformateur) à chaque échelle spatiale (niveau de réseau).

Les étapes de l'analyse de réseaux

Les analyses de réseaux impliquent plusieurs étapes préparatoires. Dans un premier temps, on procède à une régionalisation sur la base des scénarios d'économie énergétique, comme dans la section 2.2, afin de représenter l'évolution escomptée en matière de production et de consommation dans les sept régions *deep dive*. Les profils de production et de consommation régionalisés pour 2040 et 2050 sont ensuite répartis dans le réseau actuel des régions *deep dive*. Des analyses des flux de charge sont menées sur le réseau actuel avec les profils de production et de consommation élaborés. La charge réseau et les violations de tension sont identifiées et servent de base pour déterminer les besoins en extension du réseau, que ce soit de manière conventionnelle ou selon le principe ORARE

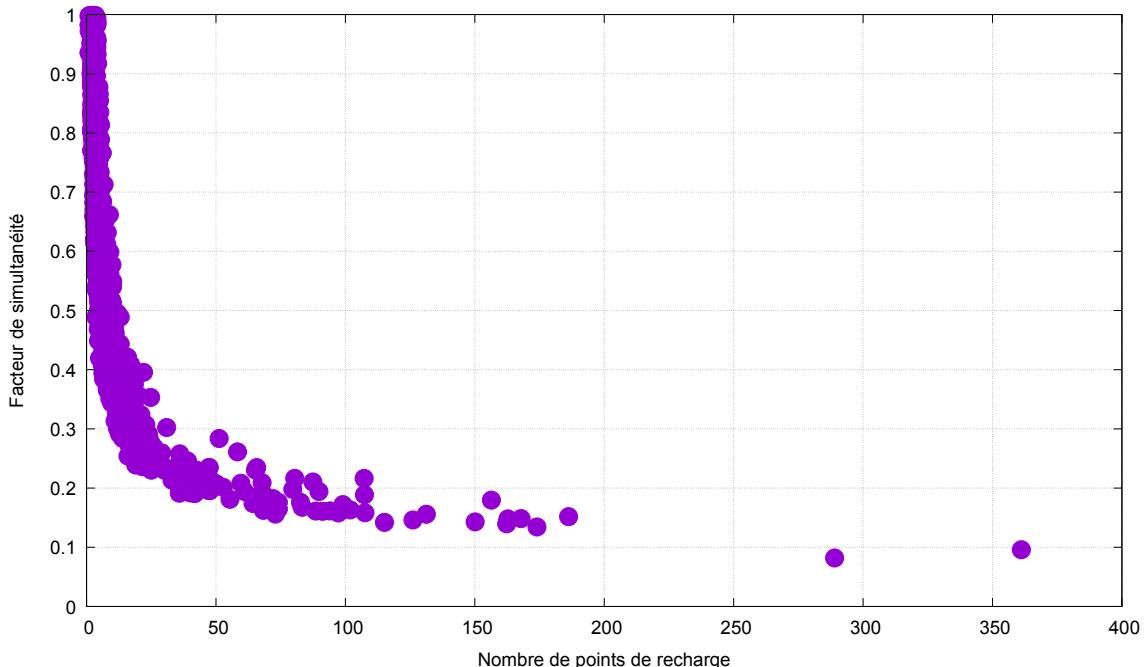


FIGURE 2.9 – Facteur empirique de simultanéité des bornes de recharge domestiques pour l'électromobilité selon des résolutions spatiales différentes (p. ex. selon coffret de raccordement ou réseau en aval d'un transformateur), calculé à partir d'une région deep dive. Pour déterminer le facteur de simultanéité, la puissance de recharge maximale installée est comparée à la puissance maximale effectivement soutirée depuis le réseau. Par exemple : un quartier avec 20 points de recharge à 11 kW (220 kW de puissance installée) avec une charge annuelle maximale de 55 kW aurait un facteur de simultanéité de 0.25.

(Optimisation du Réseau Avant Renforcement avant Extension).

En cas d'extension conventionnelle, les câbles, les lignes et les transformateurs sont renforcés pour que le réseau puisse résister aux pointes de consommation et/ou de production. Les pointes de consommation et de production ne se produisent que quelques heures au fil de l'année. Or, c'est sur la base de ces pointes que l'on dimensionne le réseau.

Avec le principe ORARE, d'autres mesures sont prises en amont, par exemple la gestion de l'injection réseau par les installations photovoltaïques ou le *Demand Side Management*, afin de réduire ces pointes en évitant au maximum les pertes de confort du côté des consommateurs. Ces mesures peuvent permettre d'éviter, de réduire ou de reporter les extensions conventionnelles. La figure 2.10 récapitule ces étapes de l'analyse de réseaux.

2.3.1 Mise en œuvre et contrôle des modèles de réseaux réels

Les modèles et les données de réseau des régions *deep dive* ont été mis à disposition à l'EPFZ sur [NEPLAN](#), [CYME](#) et sous forme de tableaux Excel. Les modèles de réseau de l'étude BT/MT intègrent les niveaux de réseau 4 à 7 (NR 4 à NR 7) et donc les réseaux basse et moyenne tension des régions *deep dive*, ce qui permet une analyse couplée des quatre niveaux de réseau. Les modèles de réseau des outils de modélisation commerciaux ont été importés dans le logiciel interne **FlexDYN**. FlexDYN est un outil permettant de réaliser et de traiter efficacement en

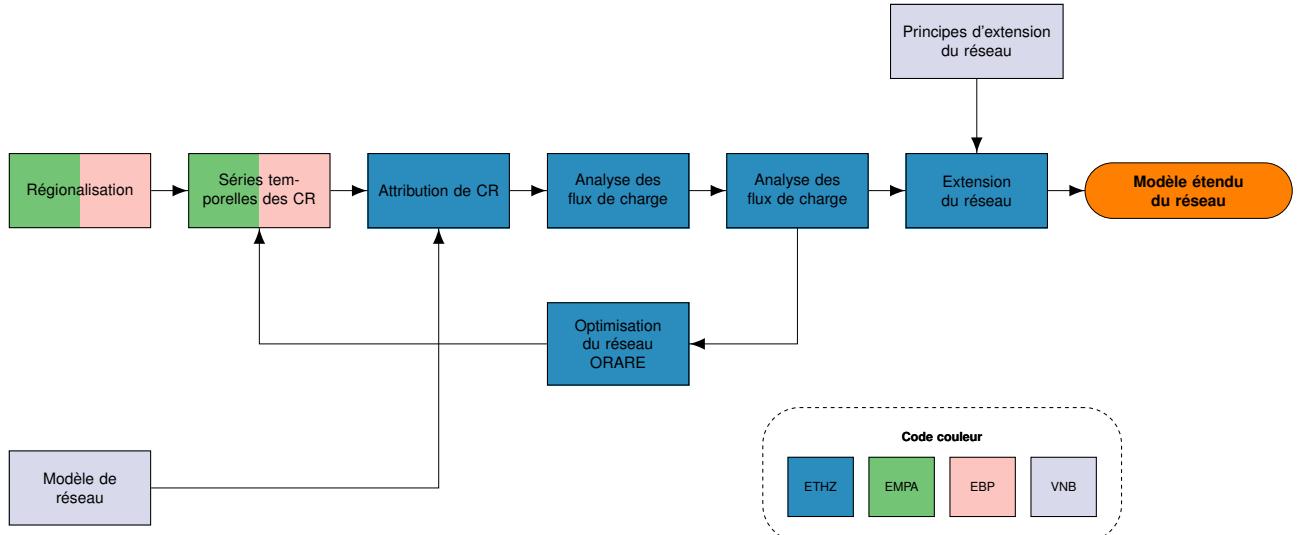


FIGURE 2.10 – Les étapes de l’analyse de réseaux en un coup d’œil.

parallèle des analyses de réseau dynamiques et statiques (comme les analyses des flux de charge, les analyses de la stabilité transitoire et les calculs de flux de charge optimal) sur EULER, le serveur de calcul scientifique de l’EPFZ. Cet outil a déjà été utilisé dans de nombreux projets et a été approuvé. La plausibilité des modèles importés a été confirmée par comparaison avec les résultats originaux de flux de charge obtenus avec les résultats des cas d’utilisation du réseau fournis.

2.3.2 Liens entre le réseau existant et les scénarios d’économie énergétique

Tous les modèles de réseau intègrent la topologie du réseau avec tous les éléments de branche (câbles, lignes aériennes, transformateurs) ainsi que tous les points de raccordement reliant des charges ou des installations de production au réseau. Dans cette étude, les points de raccordement utilisés sont directement les CR, qui possèdent un numéro d’identification unique (numéro de coffret) et sont modélisés en tant que charge ou point d’injection.

Comme expliqué en détail à la section 2.2, les profils horaires pour les besoins en électricité, en chauffage, en eau chaude, en refroidissement ainsi que pour l’électromobilité et le rendement PV sont calculés grâce à une régionalisation par CR pour tous les scénarios d’économie énergétique et toutes les années prises en considération.

Dans le modèle de réseau original, toutes les charges sont associées à un numéro de coffret et à des valeurs de puissance active et réactive. Les valeurs de puissance active et réactive correspondent à la demande en électricité agrégée des types de charge reliées au point de raccordement concerné.

Pour l’analyse du réseau de distribution, tous les types de charge doivent cependant être représentés séparément afin que des mesures spécifiques puissent être décrites et appliquées individuellement, par exemple pour la réduction des pics de puissance dans le cas de l’électromobilité. À cet effet, l’ensemble de CR représentés par une charge agrégée dans le modèle de réseau original sont remplacés par différents types de charge (appareils électriques, pompes à chaleur, électromobilité, PV, batteries,...) afin de pouvoir faire correspondre chaque profil issu de la régionalisation à un élément du modèle de réseau.

La régionalisation entraîne également la création de nouveaux CR représentant l’évolution du parc immobilier jusqu’en 2050, avec la construction de nouveaux bâtiments. Ces CR ne sont pas raccordés au réseau actuel. Une

distinction est opérée entre les nouveaux bâtiments correspondant à une densification et ceux correspondant à l'exploitation de sites restés vierges jusqu'alors.

Il convient par conséquent de distinguer deux types de coffrets de raccordement :

1. **Les coffrets de raccordement qui existent actuellement.** Ces CR ont une affectation claire dans le réseau. Leur influence aux NR 7, NR 6, NR 5 et NR 4 est donc prise en compte directement.
2. **Les nouveaux coffrets de raccordement qui vont être installés dans les régions deep dive.** Ces CR sont associés au CR le plus proche du réseau actuel. De cette manière, la nouvelle demande et/ou injection réseau PV peut être additionnée à la demande et/ou injection réseau PV du coffret de raccordement le plus proche. Les câbles/lignes menant à ce CR le plus proche devront dans certains cas être étendus. L'influence des nouveaux CR dans les zones de densification du NR 7 est donc prise en compte indirectement. La demande et l'injection réseau PV agrégées pour les NR 4-NR 6 étant fortes, leur influence est comptabilisée directement à ces niveaux de réseau.

2.3.3 Détermination des besoins en extension du réseau conventionnelle

Adaptation des transformateurs réglables de réseau local dans le réseau de base

Dans les modèles de réseau des régions *deep dive*, tous les transformateurs réglables de réseau local se trouvant dans le réseau de base sont supposés être des transformateurs de réseau local conventionnels sans réglage des prises. Dans le cadre d'une utilisation typique, les transformateurs de réseau local conventionnels sont conçus pour un fonctionnement traditionnel selon la charge, dans lequel ils augmentent la tension du côté basse tension même s'ils ne sont pas sous charge. Comme cette utilisation entraînerait une augmentation inutile de la tension en cas d'exploitation dominée par l'injection, ces transformateurs sont réglés dans le modèle de réseau de manière à ne pas provoquer d'augmentation de tension s'ils ne sont pas soumis à une charge. L'objectif est de définir ces dispositifs de manière neutre dès le début pour une exploitation selon la charge et dominée par l'injection.

Analyses des flux de charge

Avec la régionalisation, on obtient des profils horaires comprenant 8760 valeurs pour chaque scénario (référence, DÉF-INT, DÉF-ISO, OFF-INT, OFF-ISO), année de référence (aujourd'hui, 2040, 2050), CR et charge (électricité de base, pompes à chaleur, électromobilité), et type de production (PV). Pour les analyses de réseau, 8760 cas d'utilisation du réseau sont également générés à partir des profils horaires par CR et des types de charge afin de réaliser des analyses des flux de charge sur l'ensemble de l'année concernée par le scénario.

La première étape consiste ici à calculer les 8760 flux de charge en parallèle sur le calculateur scientifique EU-LER de l'EPFZ pour chaque branche de l'arbre de scénario de la figure 2.1 (par exemple, scénario d'économie énergétique : **DÉF-ISO** ; scénario relatif au réseau de distribution : **base** ; année du scénario : **2040**). Pour chacune des 8760 heures, les courants $I_j[t]$ sont calculés à chaque élément de branche du réseau et les tensions $U_k[t]$ à chaque jeu de barres à l'heure t , j représentant l'indice de chaque élément de branche du réseau et k l'indice de chaque jeu de barres. On obtient la charge de chaque élément de branche $L_j[t]$ pour chaque heure en divisant le courant réel par le courant thermique limite I_j^{th} selon la formule $L_j[t] = \frac{I_j[t]}{I_j^{th}}$. Le courant maximal I_j^{max} et la charge maximale L_j^{max} de chaque élément de branche sur 8760 heures sont exprimés par les formules $\hat{I}_j^{max} = \max(I_j[t])$ et $\hat{L}_j^{max} = \max(L_j[t])$. La figure 2.11 illustre les charges maximales calculées pour chaque élément de branche.

Extension du réseau visant à augmenter la capacité électrique

La charge maximale autorisée pour les éléments de branche du réseau de cette étude est fixée à 100% dans les

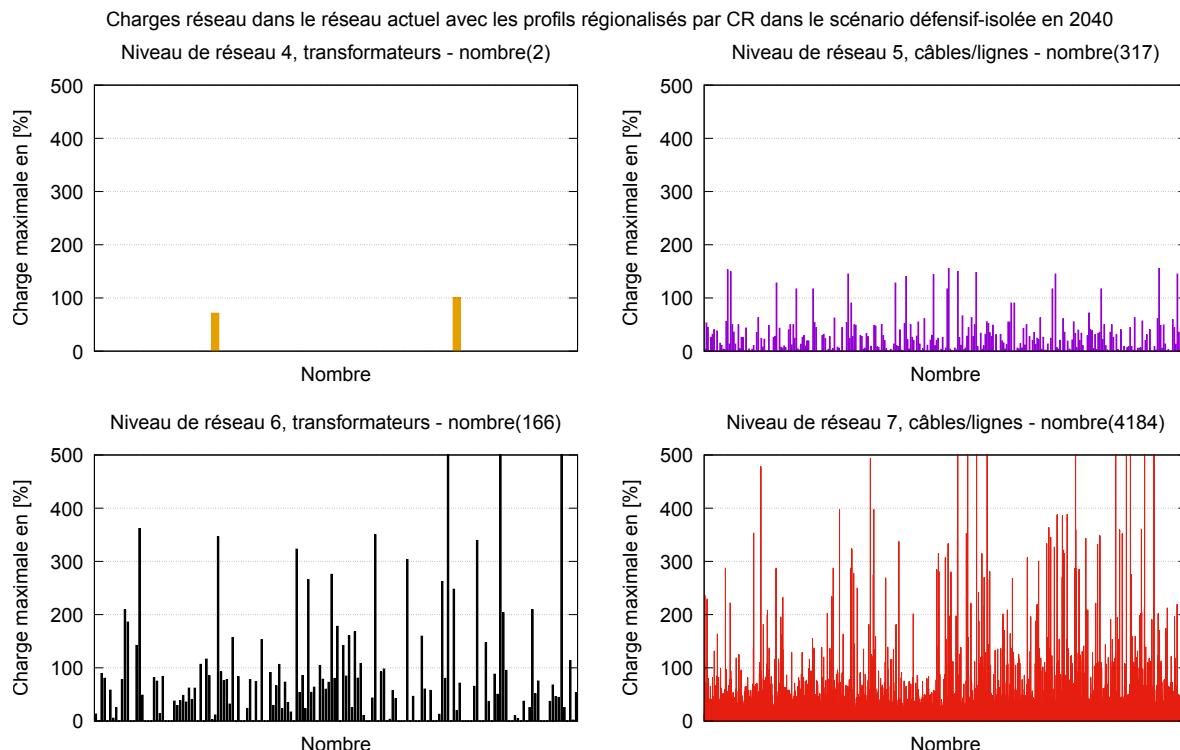


FIGURE 2.11 – Charge maximale des éléments de branche sur l’année.

principes de planification du réseau du catalogue de mesures pour l’extension du réseau (voir tableau 5.1), et les éléments de branche affichant une charge maximale supérieure à 100% sont considérés comme «en surcharge». Comme expliqué dans la section 2.1.2, une marge de sensibilité est prise en compte, réduisant la charge maximale autorisée à 80%. L’extension des éléments de branche en surcharge est réalisée avec les composantes de réseau à disposition (voir tableau 5.1 en annexe) de sorte que le courant thermique limite I_{th} de la composante de réseau du tableau 5.1 soit plus grand que le courant maximal \hat{I}_j^{max} traversant l’élément de branche du réseau. Lorsqu’une composante de réseau unique ne suffit pas, plusieurs composantes de même type sont utilisées en parallèle.

La figure 2.12 représente les variations de la charge des éléments de branche de réseau en fonction de l’augmentation de la capacité électrique. Comme le montrent les résultats, aucun élément de branche du réseau n’est en surcharge à aucun moment de l’année.

Extension du réseau pour le maintien de la tension

Les gestionnaires de réseau doivent maintenir la tension de leurs réseaux dans une certaine plage de tension. À chaque niveau de tension correspond une tension nominale. Les consommateurs font baisser la tension dans le réseau le long des lignes électriques. Les producteurs d’électricité, à l’inverse, provoquent une hausse de la tension au niveau des points d’injection. Pour déterminer les limites minimales et maximales autorisées de variation de la tension, la norme DIN EN 50160 impose une plage de tension de $\pm 10\%$ dans le réseau moyenne et basse tension. Cela signifie que les hausses et les baisses de tension ne peuvent pas dépasser 10% de la tension nominale.

Traditionnellement, les analyses relatives à la planification du réseau sont effectuées séparément pour le réseau moyenne et basse tension. La plage de tension autorisée de $\pm 10\%$ est répartie entre le réseau MT et le réseau BT

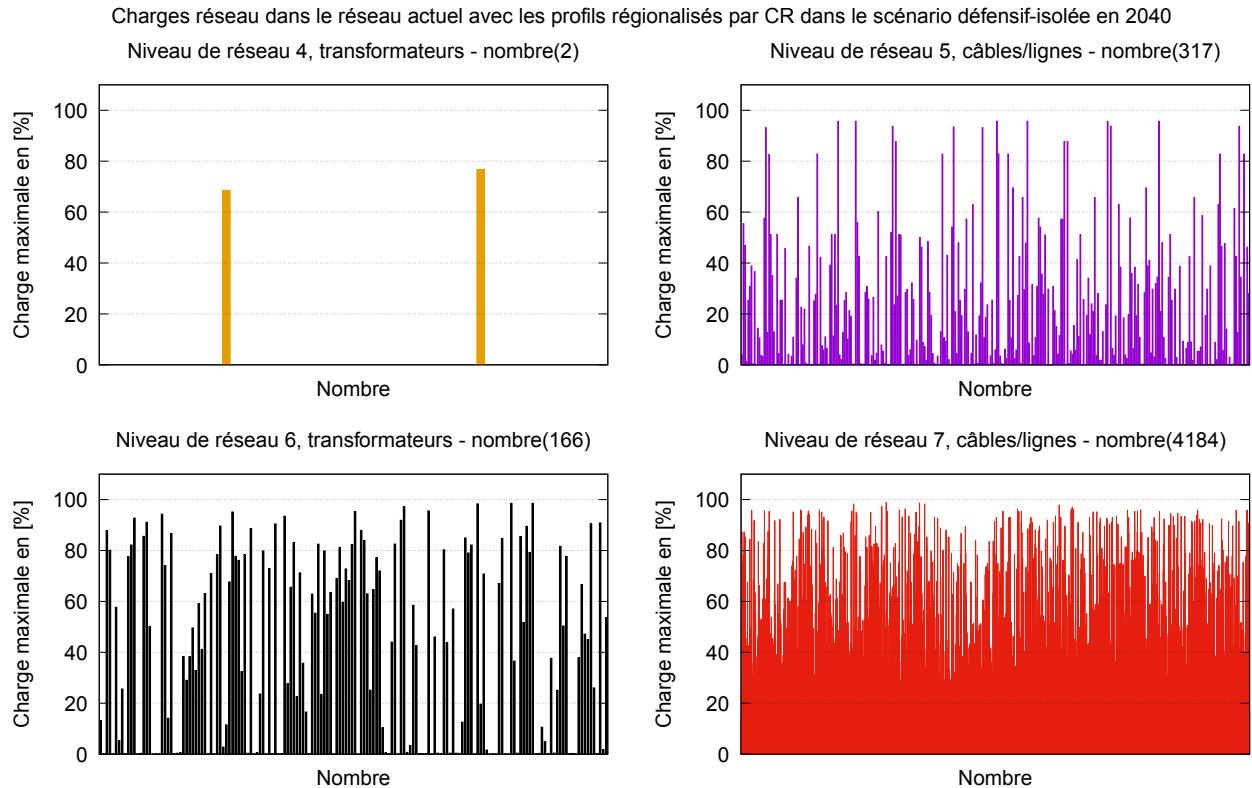


FIGURE 2.12 – Charge maximale des éléments de branche sur l'année après extension du réseau pour «augmentation de la capacité électrique».

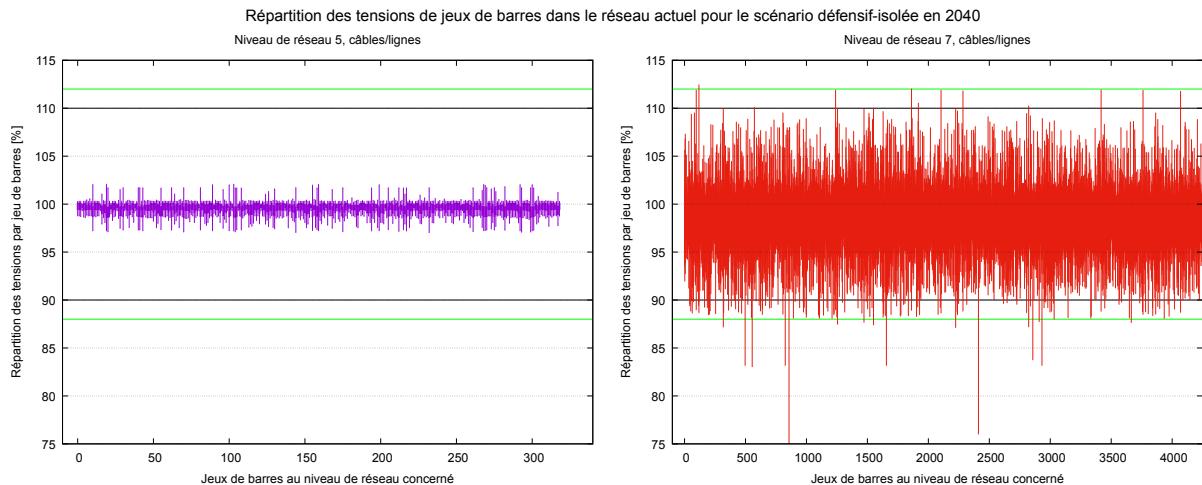


FIGURE 2.13 – Répartition des tensions de jeux de barres sur l'année après extension du réseau pour «augmentation de la capacité électrique».

et est également définie principalement pour le cas de charge. Dans la présente étude, les réseaux MT et BT sont analysés ensemble et dimensionnés de manière à ce que les tensions se situent dans la plage autorisée (+/- 10%).

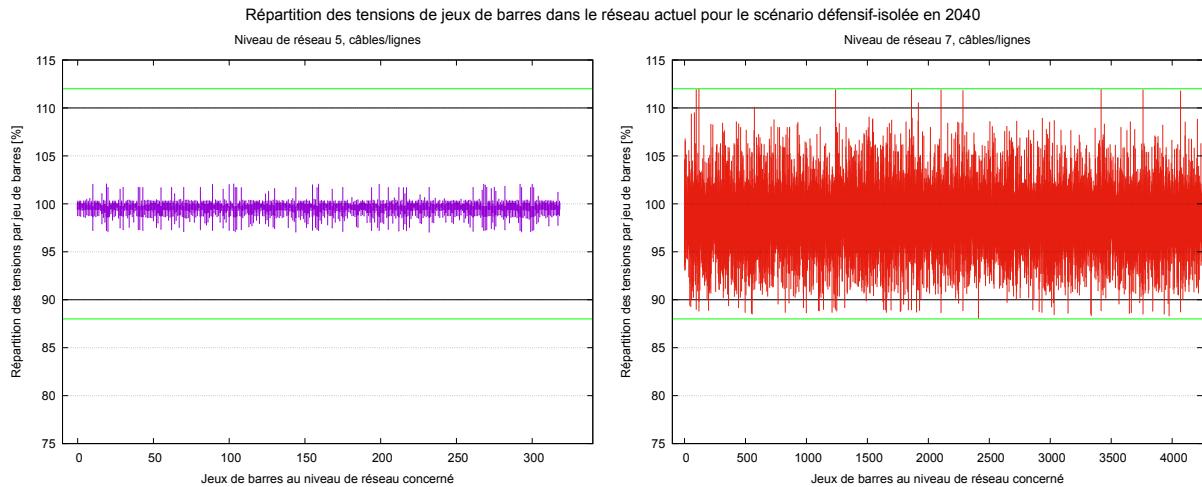


FIGURE 2.14 – Répartition des tensions de jeux de barres sur l’année après extension du réseau pour «maintien de la tension».

Une répartition explicitement prescrite de la plage de tension autorisée au sein du réseau de distribution n'est pas prise en compte.

Une fois la capacité électrique du réseau actuel augmentée, l'étape d'après consiste à évaluer le maintien de la tension. On détermine alors si la tension aux niveaux de réseau 5 et 7 est bien comprise dans la plage de tension 90-110% (voir figure 2.13). Dans la présente étude, les mesures de maintien de la tension autorisées sont d'une part l'extension du réseau traditionnelle (construction de nouveaux moyens d'exploitation tels que les lignes aériennes et les câbles), et d'autre part le recours à des transformateurs réglables de réseau local ainsi que la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension dans les installations décentralisées (installations photovoltaïques, bornes de recharge, etc.).

Dans le cas de base, on privilégie l'extension du réseau traditionnelle, c'est-à-dire la construction de nouveaux moyens d'exploitation comme les lignes aériennes, les câbles et les transformateurs. Avec une telle solution, la différence de tension entre deux points d'une artère électrique diminue, ce qui aide au maintien de la tension. Dans la présente étude, les niveaux de réseau 4 à 7 sont modélisés ensemble pour chaque région *deep dive*. Côté haute tension, le réseau est représenté dans les 8760 analyses des flux de charge horaire par une injection réseau externe avec une tension constante correspondant à 100% de la tension nominale. Cela signifie que cette tension est systématiquement considérée comme la tension nominale du réseau. En réalité, cette tension peut ne pas toujours correspondre à 100% de la tension nominale en fonction du type d'exploitation (en cas de charge minimale ou charge maximale). Par exemple, en cas de charge maximale dans le réseau, la tension sera plus élevée pour contribuer à maintenir la tension dans les niveaux de tension inférieurs. C'est la raison pour laquelle une tolérance de 2% peut être aménagée pour les plages de tension autorisées en concertation avec les partenaires de projet (voir ligne verte dans la figure 2.14). On procède donc à l'extension du réseau jusqu'à ce que la tension soit comprise dans la plage 88-112%. La figure 2.14 illustre les objectifs de répartition des tensions après extension du réseau. Le processus d'extension du réseau pour le scénario et l'année choisie est alors terminé.

2.3.4 Détermination des besoins en extension du réseau selon le principe ORARE

Comme indiqué dans la section 2.1.2, dans la présente étude, des mesures sont également prises selon le principe ORARE :

- **limitation de la puissance active** des installations photovoltaïques, bornes de recharge et pompes à chaleur pour réduire les besoins d'extension du réseau liés à la capacité électrique ;
- **recours à des transformateurs réglables de réseau local (RONT)** pour réduire les besoins d'extension du réseau liés au maintien de la tension ;
- **régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** des installations photovoltaïques, bornes de recharge et pompes à chaleur pour réduire les besoins d'extension du réseau liés au maintien de la tension.

Les paragraphes ci-dessous expliquent la mise en œuvre de ces mesures.

1. **Mise en œuvre de la limitation de la puissance active** : afin de réduire les besoins en extension du réseau, des options de flexibilité sont envisagées. Premièrement, la limitation de l'injection réseau par les installations photovoltaïques. Deuxièmement, la réduction des pics de puissance par le report des besoins liés à la recharge à domicile. Troisièmement, la réduction des pics de puissance par le report des besoins liés au chauffage que l'on peut classer dans la catégorie de la limitation de la puissance active. Dans le cadre de ce projet, la limitation de la puissance active n'est pas appréhendée que pour une seule installation (p. ex. PV, station de recharge, pompe à chaleur) mais pour toutes les composantes de ce type dans le réseau. Ainsi, si on choisit comme option de flexibilité la limitation de l'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70%, alors on part du principe que toutes les installations PV appliquent cette limitation, et pas seulement l'installation visée.

Dans le processus de simulation, cette flexibilité concernant la limitation de la puissance active se répercute directement sur les profils d'injection de toutes les installations photovoltaïques, les profils d'injection horaires de chaque installation étant limités à $P_{neu}[t] = \min(P_{alt}[t], X\% \cdot P_{cap})$ et recalculés. L'analyse de l'extension conventionnelle est réalisée avec ces profils horaires actualisés ; c'est l'effet maximal que l'on peut obtenir avec cette mesure puisque l'injection réseau est limitée pour toutes les installations photovoltaïques.

2. **Mise en œuvre de la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : de manière générale, l'injection de puissance active provoque une hausse de la tension au point d'injection. L'absorption de puissance réactive inductive permet cependant aux onduleurs de faire baisser la tension au point d'injection. Avec la régulation, une installation PV peut par exemple, d'après les spécifications de la figure 2.15, assurer une injection de courant réactif avec une courbe caractéristique Q(U) correspondant à une plage de réglage comprise entre $\cos(\phi) = 1$ et $\cos(\phi) = 0,9$. La puissance réactive maximale Q_{max} équivaut alors à 43,6% de la puissance apparente S_{max} du ou des onduleur(s). Cela correspond à un facteur de puissance minimal $\cos(\phi) = 0,9$. L'onduleur consomme de la puissance réactive lorsqu'il se trouve sur un point de fonctionnement sous-excité de la courbe caractéristique Q(U), et produit de la puissance réactive lorsqu'il se trouve sur un point de fonctionnement surexcité de la courbe caractéristique Q(U).

Dans la simulation, la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) a été implémentée avec la courbe caractéristique représentée à la figure 2.15. Les installations où la puissance réactive est régulée en fonction de la tension n'injectent pas de la puissance réactive constamment mais produisent celle-ci en fonction de la tension en suivant la courbe caractéristique Q(U). Ces injections de puissance réactive influencent les manières d'envisager l'extension du réseau et ont en particulier des répercussions sur les besoins en extension visant à assurer le maintien de la tension.

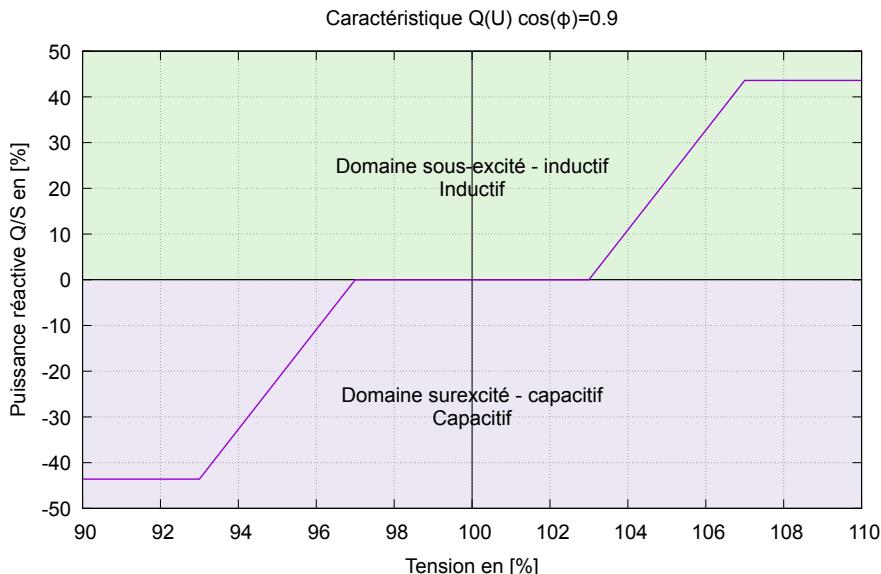


FIGURE 2.15 – La courbe caractéristique de la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) mise en œuvre.

3. **Mise en œuvre des RONT** : L'étude part du principe, dans un premier temps, que tous les transformateurs du NR 6 sont des transformateurs de réseau local conventionnels sans réglage des prises (KONT). Lors de la modélisation de la mesure avec des RONT, tous les KONT pour lesquels on observe des violations de tension côté basse tension dans les artères électriques sont transformés en RONT avec ± 5 prises par palier de 2% d'augmentation de la tension, avec une consigne de tension fixe. Si les violations de tension peuvent être éliminées dans une certaine position de prise, le RONT est une mesure suffisante pour assurer le maintien de la tension. Si, en revanche, les différences de tension sont trop grandes et dépassent la plage de régulation d'un RONT, par exemple en raison d'une injection PV trop élevée, on renforce le réseau de manière conventionnelle.

Lors de l'utilisation typique de transformateurs réglables de réseau local, le degré est choisi de telle sorte que l'écart entre la consigne fixe prédéfinie (V_{set}) et la tension actuelle aux bornes côté sous-tension soit le plus réduit possible. Aujourd'hui, les RONT travaillent typiquement avec une consigne fixe qui reste constante au fil du temps. En fonction de la zone d'utilisation principale (urbaine, rurale, périurbain, etc.), des consignes différentes sont utilisées. Dans cette étude, on utilise comme consigne standard 102% pour tous les RONT. Cette consigne standard est plutôt prévue pour l'exploitation traditionnelle sensible à la charge.

Dans les scénarios avec une part PV très élevée dans les réseaux basse tension qui tendent à des surtensions le long des départs, une exploitation statique des RONT ne peut souvent pas résoudre efficacement les surtensions et l'utilité potentielle des RONT a tendance à être estimée comme trop faible. Si les consignes de tension des RONT sont adaptées dynamiquement par le transformateur, de façon saisonnière ou en fonction de la direction et de la taille du flux de puissance, le potentiel complet des RONT peut être exploité et son utilité peut être augmentée.

La définition de consignes dynamiques de tension en fonction de scénarios et de zones d'utilisation principale considérés ne fait toutefois pas partie de cette étude.

2.4 Analyses réseaux : étude HT

L'étude HT a pour objectif d'évaluer les répercussions des différentes évolutions des besoins et de l'offre en électricité des scénarios d'économie énergétique sur un réseau haute tension représentatif du nord-est de la Suisse. Elle analyse les niveaux de réseau 2 et 3 d'un réseau haute tension du nord-est de la Suisse dans 595 communes, les besoins en électricité et la production d'électricité photovoltaïque par commune étant représentés de manière agrégée dans le réseau haute tension.

2.4.1 Mise en œuvre et contrôle du réseau haute tension

Le modèle et les données de réseau du réseau haute tension ont été mis à disposition à l'EPF au format **NEPLAN**. Les modèles de réseau intègrent les niveaux de réseau 2 et 3 (NR 2 et NR 3). Le modèle de réseau NEPLAN a été importé dans le logiciel interne **FlexDYN** et ses données ont été plausibilisées en comparant les résultats de flux de charge NEPLAN liés au cas d'utilisation du réseau fourni avec les résultats de flux de charge de FlexDYN.

2.4.2 Liens entre le réseau existant et les scénarios d'économie énergétique

Le réseau haute tension comprend 152 points d'injection et de soutirage (points de livraison) représentant la zone d'exploitation aux NR 4-NR 7. Un point de livraison peut desservir plusieurs communes, et inversement, une commune peut être desservie par plusieurs points de livraison. Les profils agrégés par commune établis par régionalisation pour l'électricité, l'eau chaude, le chauffage, le refroidissement ainsi que diverses bornes de recharge et installations photovoltaïques ont été répartis sur les 152 points de livraison selon une clé de répartition.

Si, comme indiqué plus haut, on prend en compte les niveaux de réseau 4 à 7 comme indiqué plus haut, les flux de charge aux 27 points de couplage du NR 2 avec le NR 1 doivent aussi être représentés de manière réaliste. Une clé de répartition a été mise à disposition par les gestionnaires de réseau concernés.

Celle-ci permet de répartir les flux de charge sur les 27 transformateurs du NR 2 en moyenne annuelle. Les points de livraison sont modélisés en tant que «slacks répartis» afin de représenter le flux de charge dans le NR 3 de manière réaliste.

Dans le cadre de l'approche de modélisation avec «slacks répartis», le NR 1 est représenté par le biais de générateurs équivalents non interconnectés qui sont raccordés aux transformateurs du NR 2 côté haute tension. Les transformateurs du NR 2 ainsi que le contrôle potentiel de leurs positions de prise sont ainsi représentés de manière explicite. L'influence de la topologie du réseau ainsi que les situations d'utilisation du NR 1 sur le NR 3 sont prises en compte par les éléments de branche du réseau par des résistances équivalentes (voir figure 2.16).

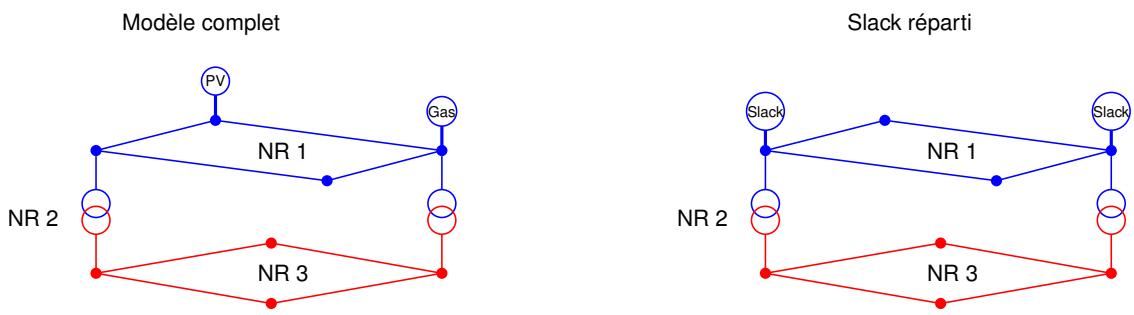


FIGURE 2.16 – L'approche du «slack réparti».

2.4.3 Détermination des besoins en extension du réseau conventionnelle

Les besoins en extension du réseau haute tension sont déterminés de la même manière que dans la section 2.3.3, à la différence près que les mesures de maintien de la tension ne sont pas prises en considération dans l'étude HT ; seules les mesures visant à augmenter la capacité électrique le sont. On part en effet du principe que les transformateurs de NR 2 et la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension dans les unités de production suffisent au maintien de la tension.

2.4.4 Détermination des besoins en extension du réseau selon le principe ORARE

Dans l'étude HT, la limitation de la puissance active est la seule mesure issue de l'application du principe ORARE, puisque celle-ci a aussi une influence directe sur l'extension du réseau par le biais de la capacité électrique. La limitation de la puissance active est modélisée comme dans l'étude BT/MT, c'est-à-dire avec des profils ajustés et agrégés, ainsi qu'il est décrit dans la section 2.3.4.

2.5 Analyses économiques

Après l'analyse des besoins techniques en extension du réseau pour tous les scénarios, les années de référence et les scénarios concernant le réseau de distribution intervient l'analyse économique, avec le calcul des investissements nécessaires à l'extension du réseau pour chaque région *deep dive* (voir section 2.5.1). Les coûts de système de l'étude principale étant annualisés, les coûts supplémentaires relatifs à l'extension du réseau de la présente étude le sont aussi (voir section 2.5.2). Ensuite, on extrapole les coûts d'extension du réseau annualisés des sept régions *deep dive* à partir de la méthode élaborée (voir section 2.5.3) pour obtenir des résultats valables à l'échelle de toute la Suisse.

2.5.1 Calcul des coûts d'extension du réseau par région *deep dive*

Les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des technologies suivantes ont été pris en compte de manière différenciée et annualisés sur la base de la durée de vie présumée des divers composants.

- **Câbles souterrains** : on distingue les coûts liés au creusage et à l'installation des câbles. Les travaux de terrassement (construction souterraine/creusage) sont également différenciés en fonction des régions (p. ex. zone rurale/périurbaine/urbaine).
- **Lignes aériennes** : on distingue les coûts liés aux pylônes et aux câbles. Les coûts relatifs aux pylônes sont également différenciés en fonction des régions pour le NR 5 (zones rurales/autres régions).
- **Sous-stations** (p. ex. **bâtiments**) : les coûts liés aux sous-stations (en dehors des transformateurs) sont dissociés au NR 4 en fonction de la région (zone rurale/périurbaine/urbaine) et au NR 6 en fonction de la région et de la taille du transformateur.
- **Transformateurs** : la taille des transformateurs pouvant varier dans les réseaux basse et moyenne tension, des coûts différents sont pris en compte aux NR 2, NR 4 et NR 6.

Ces coûts sont détaillés dans le tableau 5.1. Les coûts relatifs au creusage des câbles souterrains sont pris en compte à partir de deux câbles parallèles. L'augmentation du diamètre n'entraîne pas d'augmentation des coûts de creusement. Les coûts liés aux bâtiments accueillant les transformateurs sont pris en compte lorsque des transformateurs sont mis en parallèle.

2.5.2 Calcul des coûts d'extension du réseau annualisés

Les coûts systémiques des installations du réseau sont annualisés de la même manière que dans l'étude principale [1]. Ils sont utilisés dans l'étude pour comparer les scénarios.

Pour chaque type d'installation (p. ex. les types de câbles), l'annualisation des coûts est réalisée comme suit :

- Les valeurs de référence sont les **coûts d'investissement** de toutes les installations de ce type, et sont représentées par I (en CHF). Ceux-ci englobent l'ensemble des frais engendrés par les matériaux, la construction et la mise en service des installations.
- Les **coûts totaux annualisés** A (en CHF/an) ont deux composantes, les coûts en capital C et les coûts d'entretien fixes F :

$$A = C + F$$

- Les **coûts en capital annualisés** C (ou CAPEX, en CHF/an) sont calculés en multipliant les coûts d'investissement par le taux d'annuité constante a , qui dépend de la durée de vie des installations T et du taux d'intérêt théorique z .

$$C = a \cdot I = \frac{(1+z)^T \cdot z}{(1+z)^T - 1} \cdot I$$

C correspond à l'annuité constante nécessaire pour rembourser les coûts d'investissement I .

- On suppose un **taux d'intérêt théorique** z (en %) du capital investi dans le réseau électrique (CMPC, coût moyen pondéré du capital) de $z = 5\%$. Il est utilisé dans le calcul de l'actualisation des annuités futures.
- La **durée de vie** T des installations (en années) varie selon le type d'installation (câbles, transformateurs) et le niveau de réseau. Les différentes durées de vie des installations sont récapitulées dans le tableau 5.1 en annexe.
- Les **coûts fixes d'exploitation et de maintenance** F (OPEX fixes, en CHF/an) recouvrent les frais d'entretien et de maintenance des installations. Ils sont calculés en multipliant les coûts d'investissement par le coefficient d'entretien f (en %) avec ici $f = 2\%$.

$$F = f \cdot I$$

Afin de comparer les scénarios étudiés, les **différences en matière de coûts totaux annualisés** ont été examinées :

- Les coûts totaux annualisés A_i sont calculés pour chaque **type d'installation** $i = 1, 2, \dots, N$ selon la méthode de calcul décrite plus haut, les installations n'étant classées ici qu'en fonction des coûts d'investissement et de leur durée de vie.
- On détermine d'abord les **coûts totaux annualisés du réseau actuel** A_{lst} (en CHF/an) à des fins de référence. Il est ici question du réseau actuel sans investissements supplémentaires.

$$A_{\text{lst}} = \sum_{i=1}^N A_{\text{lst},i}$$

- Ensuite, on compare le chiffre obtenu avec les **coûts totaux annualisés du réseau pour chaque scénario** A_s (en CHF/an). Le scénario s associe une stratégie d'extension, une année de référence et une hypothèse d'évolution du soutirage et de l'injection données.

$$A_s = \sum_{i=1}^N A_{s,i}$$

- Les **coûts différentiels annualisés du réseau pour chaque scénario** D_s (en CHF/an) sont obtenus par soustraction des coûts engendrés par le réseau actuel.

$$D_s = A_s - A_{\text{lst}}$$

Cette méthode est appliquée à chaque région *deep dive* et chaque scénario, et constitue la base de l'extrapolation à l'échelle de la Suisse des coûts annualisés relatifs à l'extension du réseau.

2.5.3 Méthode d'extrapolation des coûts d'extension du réseau à l'échelle de la Suisse

Pour estimer les coûts d'extension de l'ensemble des réseaux de distribution suisses, on s'appuie sur des catégories de communes. L'Office fédéral de la statistique dispose d'une base de données distinguant [20] trois grands groupes de catégories de communes et ReporterEnergie, d'une base de données répertoriant la consommation annuelle d'électricité de chaque commune suisse [21].

- Groupe fédéral de catégories A : les communes suisses sont réparties en 3 catégories (tableau 2.6)
- Groupe fédéral de catégories B : les communes suisses sont réparties en 9 catégories (tableau 2.7)
- Groupe fédéral de catégories C : les communes suisses sont réparties en 25 catégories (tableau 2.8)

Les données de la présente étude (étude BT/MT) portent sur un total de 56 communes avec une consommation annuelle d'environ 2 TWh. Les trois catégories du groupe A sont représentées dans les données de l'étude. Pour le groupe B, une catégorie n'est pas représentée (21 ; surlignée en orange dans le tableau 2.7). La demande annuelle de la catégorie 21 représente 6% de la demande annuelle suisse. Enfin, si l'on utilise uniquement le groupe C, huit catégories ne sont pas représentées, soit 25% de la demande totale suisse. Les catégories manquantes sont surlignées en orange dans les tableaux 2.6 à 2.8.

En raison de cette représentation incomplète, les groupes fédéraux de catégories ne peuvent pas être employés directement. Ainsi, les groupes B et C, qui rassemblent à l'origine respectivement 9 et 25 catégories, ont été transformés en groupes d'étude comprenant respectivement 8 et 17 catégories. On définit donc trois groupes :

- Le groupe d'étude 3
- Le groupe d'étude 8
- Le groupe d'étude 17

La méthode d'extrapolation employée ici utilise les trois groupes d'étude, le but étant d'examiner les répercussions de la sélection des groupes de catégories sur les résultats relatifs aux coûts d'investissement.

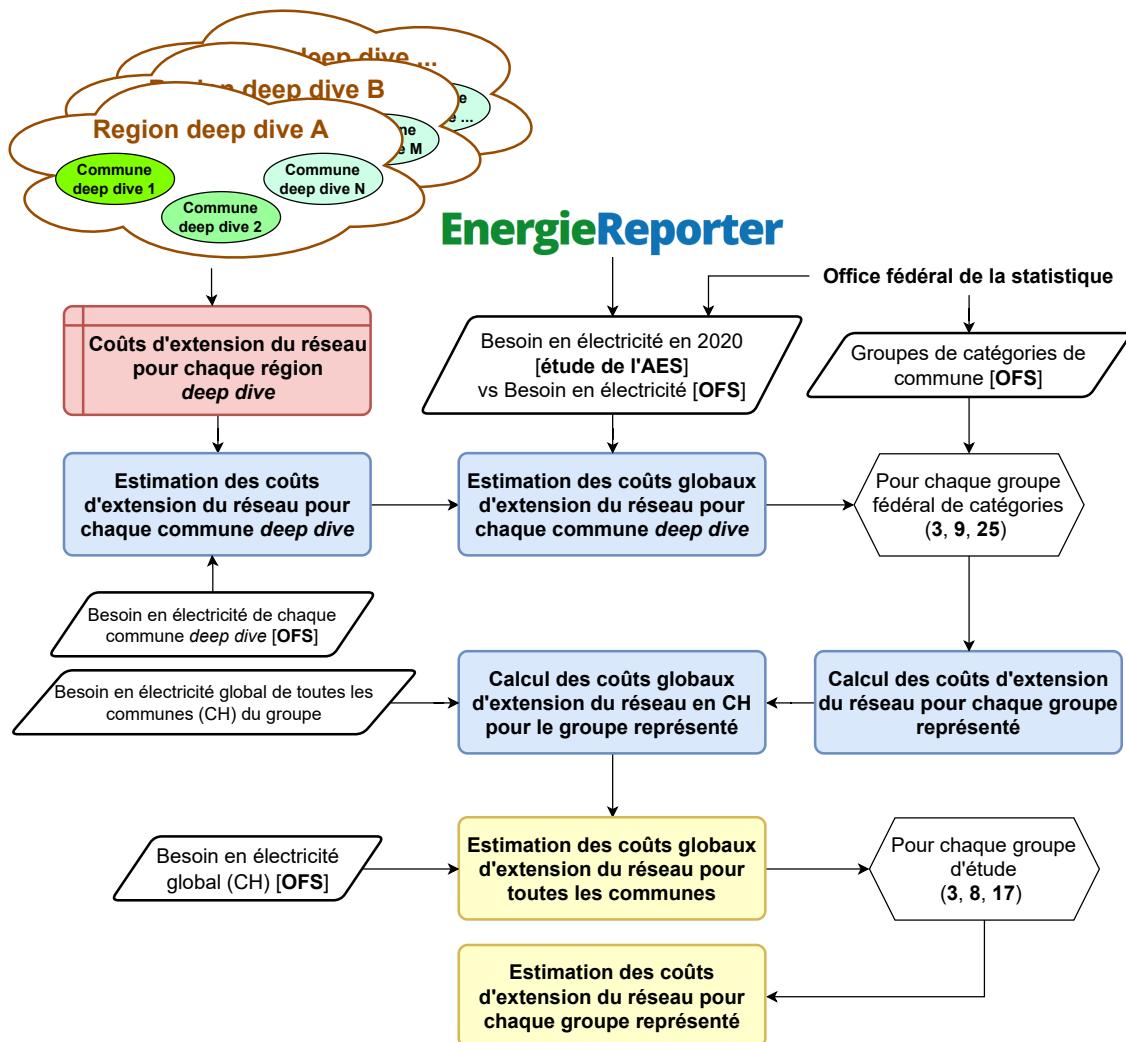


FIGURE 2.17 – La méthode d'extrapolation des coûts d'extension du réseau à l'échelle de la Suisse.

La méthode est détaillée dans la figure 2.17, et comprend cinq étapes :

Premièrement, on se sert des coûts d'extension du réseau de chaque région *deep dive* pour estimer les coûts de chaque commune dans cette région *deep dive* (dite commune *deep dive*) à l'aide d'une clé de répartition. La clé de répartition est obtenue en divisant le besoin total annuel de chaque commune *deep dive* par la somme des besoins totaux annuels de l'ensemble des communes *deep dive* de la région *deep dive* concernée.

Deuxièmement, on compare le besoin annuel de chaque commune *deep dive* de la base de données ReporterEnergie avec le besoin annuel de l'année de référence (2020) de l'étude, et l'on procède à un ajustement si besoin. Cette étape est nécessaire car le pourcentage de communes *deep dive* approvisionnées par chaque région *deep dive* n'est pas connu.

TABLE 2.6 – Groupe fédéral de catégories A.

Groupe	Désignation	Nombre de communes	Besoin en électricité [TWh/an]	Part du total de TWh/an
1	Urbain	474	30.8	62%
2	Intermédiaire	559	10.6	21%
3	Rural	1'103	8.5	17%
	Total	2'136	49.9	

TABLE 2.7 – Groupe fédéral de catégories B.

Groupe	Désignation	Nombre de communes	Besoin en électricité [TWh/an]	Part du total de TWh/an
11	Urbain : grande agglomération	160	14	28%
12	Urbain : agglomération moyenne	193	11	22%
13	Urbain : petite/hors agglomération	121	5.7	11%
21	Périurbain : forte densité	108	3.2	6%
22	Périurbain : moyenne densité	367	4.7	9%
23	Périurbain : faible densité	466	2.3	5%
31	Rural : centre	84	2.7	5%
32	Rural : en situation centrale	382	3.9	8%
33	Rural : périphérie	255	2.3	5%

Il faut par conséquent extrapolier les coûts globaux d'extension du réseau de chaque région *deep dive* à partir de ceux de chaque commune *deep dive*.

Troisièmement, on calcule les coûts d'extension du réseau pour chaque catégorie représentée de chacun des groupes AES décrits ci-dessus, c'est-à-dire le groupe d'étude 3, le groupe d'étude 8 et le groupe d'étude 17.

Quatrièmement, les coûts d'extension du réseau de chaque catégorie représentée dans une catégorie AES sont appliqués à la demande totale annuelle de la catégorie concernée dans l'ensemble de la Suisse. À cette étape, on calcule également la part de coûts d'extension du réseau correspondant à chaque catégorie.

Cinquièmement, on compare la demande totale des catégories représentées dans l'étude AES à la demande totale de toutes les catégories en Suisse et l'on extrapole les coûts d'extension du réseau pour chaque catégorie.

Si l'on a besoin de connaître les coûts globaux d'extension du réseau pour chaque catégorie représentée, on les répartit dans les groupes d'étude 3, 8 et 17 en fonction des coûts d'extension du réseau correspondant à chaque catégorie.

TABLE 2.8 – Groupe fédéral de catégories C.

Groupe	Désignation	Nombre de communes	Besoin en électricité [TWh/an]	Part du total de TWh/an
111	Ville-centre : grande agglomération	5	6.6	13.3%
112	Commune urbaine d'emploi : grande agglomération	63	4.7	9.5%
113	Commune urbaine résidentielle : grande agglomération	92	2.7	5.5%
121	Ville-centre : agglomération moyenne	28	5.8	11.7%
122	Commune urbaine d'emploi : agglomération moyenne	62	2.8	5.7%
123	Commune urbaine résidentielle : agglomération moyenne	103	2.3	4.6%
134	Commune urbaine touristique : petite	10	0.7	1.3%
136	Commune urbaine industrielle : petite	63	2.6	5.2%
137	Commune urbaine tertiaire : petite	48	2.5	4.9%
216	Commune périurbaine industrielle : forte densité	55	2.0	4.0%
217	Commune périurbaine tertiaire : forte densité	53	1.2	2.5%
226	Commune périurbaine industrielle : moyenne densité	176	2.7	5.5%
227	Commune périurbaine tertiaire : moyenne densité	191	2.0	4.0%
235	Commune périurbaine agricole : faible densité	164	0.4	0.9%
236	Commune périurbaine industrielle : faible densité	126	0.9	1.9%
237	Commune périurbaine tertiaire : faible densité	176	0.9	1.8%
314	Commune rurale touristique : centre	21	0.8	1.6%
316	Commune rurale industrielle : centre	43	1.4	2.7%
317	Commune rurale tertiaire : centre	20	0.5	1.0%
325	Commune rurale agricole : en situation centrale	118	0.4	0.8%
326	Commune rurale industrielle : en situation centrale	146	2.2	4.4%
327	Commune rurale tertiaire : en situation centrale	118	1.3	2.6%
334	Commune rurale touristique : périphérie	40	0.8	1.6%
335	Commune rurale agricole : périphérie	63	0.2	0.5%
338	Commune rurale mixte : périphérie	152	1.2	2.5%

3. Résultats

Les principaux résultats des études sur les réseaux BT/MT et HT sont résumés dans ce qui suit et différenciés par besoin d'extension du réseau et analyses économiques.

3.1 Étude sur les réseaux basse tension/moyenne tension

Cette section présente les résultats de l'étude sur les réseaux basse tension/moyenne tension pour sept régions *deep dive* sous la forme décrite ci-après.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Dans un premier temps, les résultats de **la régionalisation des scénarios** font l'objet d'une évaluation quantitative pour chaque région *deep dive*, sous forme agrégée (agrégation englobant tous les CR de la région *deep dive* concernée). Les valeurs de pointe pour le PV, l'électricité de base, les pompes à chaleur, l'eau chaude, l'électromobilité, la charge totale et la charge nette sont annualisées (p. ex. voir tableau 3.1 et figure 3.1). Sur cette base, des données qualitatives sont ensuite déduites pour chaque région *deep dive* sur les principaux aspects de la régionalisation qui agissent comme moteur de l'extension du réseau.

Données qualitatives sur le réseau actuel

Dans un deuxième temps, le réseau actuel est analysé au regard du scénario de référence, afin de déterminer la qualité du déploiement du réseau actuel. Les charges des éléments de branche des NR 4 à NR 7 sont en outre calculées et évaluées à l'année. Les charges maximales annualisées sont un indicateur de l'état de déploiement dans la région *deep dive* (p. ex. voir figure 3.2).

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau d'une région deep dive

Pour terminer, les résultats des analyses du réseau concernant le besoin d'extension seront présentés. Les résultats sont exprimés sous la forme d'indicateurs techniques (p. ex. capacité totale du réseau par niveau de réseau, voir tableau 3.2) et économiques (p. ex. coûts de l'extension du réseau par niveau de réseau, voir tableau 3.3). Les indicateurs techniques utilisés sont les suivants :

- Pour les niveaux de réseau 4 et 6 : la somme des capacités de tous les transformateurs de chaque niveau de réseau ;
- Pour les niveaux de réseau 5 et 7 : la somme du produit de la longueur de câble et du courant maximal admissible, tous câbles et lignes de chaque niveau de réseau confondus. Les jeux de données fournis n'indiquant pas toujours la taille de la section, mais le courant maximal admissible, ce dernier a été considéré comme une grandeur caractéristique équivalente à la section pour estimer la quantité de câbles et de lignes posés.

Comme précisé à la section 2.5.2, les coûts annualisés de l'extension du réseau sont exprimés sous forme d'indicateurs économiques pour chaque niveau de réseau. La comparaison des coûts de l'extension du réseau effectuée pour tous les scénarios relatifs au secteur de l'énergie s'entend pour une situation de base. La comparaison des coûts de l'extension du réseau de distribution est effectuée pour les quatre scénarios relatifs au secteur de l'énergie (voir tableaux 5.2 à 5.8).

Afin d'offrir une vue d'ensemble de la fourchette dans laquelle les coûts de l'extension du réseau pour les quatre scénarios d'économie énergétique dépassent ceux des scénarios de réseau de distribution considérés, ainsi que pour établir leur répartition dans la plage en question, des diagrammes en boîte sont utilisés pour la visualisation. En

outre, un graphique indique la répartition des coûts de l'extension du réseau entre les différents niveaux de réseau (NR 2-NR 7) pour les quatre scénarios d'économie énergétique dans une situation de base (voir figure 3.3 à droite).

Enfin, une brève synthèse des résultats est fournie concernant la régionalisation, le réseau actuel ainsi que les besoins d'extension découlant des analyses du réseau.

3.1.1 Région *deep-dive A*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive A* est une agglomération (périurbaine) à caractère urbain.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Informations fournies par le tableau 3.1 et la figure 3.1 :

- Dans les scénarios défensifs, on observe un **développement très important du photovoltaïque**. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 82,6 MW.
- Dans tous les scénarios, la charge augmente de **60 à 80%** environ.
- En tenant compte de la charge nette, dans les scénarios défensifs, la quantité d'énergie refoulée (**CN min.**) dans le NR 3 est supérieure à celle injectée (**CN max.**) (p. ex. deux fois plus élevée que dans le scénario DÉF-ISO-2050), de sorte que **le développement du PV prévaut sur l'accroissement de la charge**.

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations pouvant être tirées de la figure 3.2 :

- Les transformateurs du NR 4 et la majorité des câbles/lignes du NR 5 sont soumis à une faible charge tout au long de l'année.
- À titre de comparaison, sur l'année, les transformateurs du NR 6 et la majorité des câbles/lignes du NR 7 sont soumis à une charge plus élevée.
- Avec une charge maximale légèrement inférieure à 60%, le réseau moyenne tension est d'ores et déjà solide tout au long de l'année.
- Certains sous-réseaux sont moins fortement sollicités et donc surdimensionnés.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.2-3.4 et 5.2-5.9 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les variantes **DÉF-ISO** et **DÉF-INT** sont celles qui impliquent le **besoin le plus élevé en termes d'extension du réseau** d'ici 2050.
- Le besoin d'extension du réseau est très **fortement lié au PV**.
- L'extension du réseau nécessaire est **plus importante pour le réseau basse tension que pour le réseau moyenne tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : une limitation de l'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70% permet de réduire les coûts de l'extension du réseau jusqu'à 40% environ, et même jusqu'à près de 70% avec une limitation à 50%.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : compte tenu de la forte croissance du PV, une extension du réseau existant s'est imposée, d'où l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC.
- **Extension du réseau nécessaire liée à l'électrification de la demande** : le dimensionnement du réseau actuel semble suffisant, de sorte que l'extension du réseau nécessaire liée uniquement à l'électrification de la demande est très faible. Compte tenu de la forte croissance du PV, des investissements supplémentaires sont requis.

- **RONT** : les RONT ne suffisent pas à résoudre les problèmes de tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 3 à 15% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.1 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive A.

DD	SC	Année	PV	base	PàC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
A	REF-REF	2018	4.6	14.9	8.3	1.9	0.2	0.1	21.5	21.5	1.5
A	DEF-ISO	2040	66.2	15.5	16.4	2.7	6.4	5.0	38.1	38.1	-55.3
A	DEF-INT	2040	60.2	15.7	16.4	2.7	6.4	5.0	37.4	37.4	-49.3
A	OFF-ISO	2040	32.1	14.1	15.4	2.7	6.4	5.0	36.4	36.4	-22.0
A	OFF-INT	2040	34.2	14.3	16.0	2.7	6.4	5.0	36.1	36.1	-24.1
A	DEF-ISO	2050	82.6	15.5	16.0	2.8	6.3	6.5	37.9	37.9	-71.0
A	DEF-INT	2050	79.2	16.0	16.0	2.8	6.3	6.0	37.8	37.8	-67.5
A	OFF-ISO	2050	32.1	14.2	12.2	2.8	6.3	6.5	33.6	33.6	-21.6
A	OFF-INT	2050	34.2	14.7	14.9	2.8	6.3	6.0	35.8	35.8	-23.7

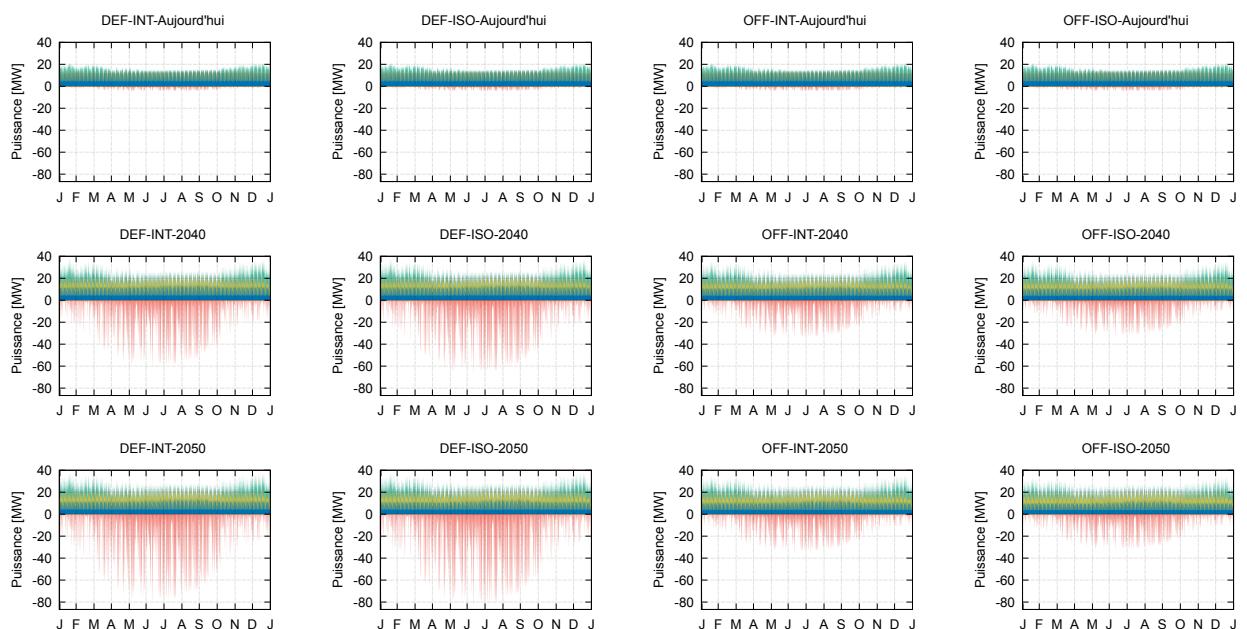


FIGURE 3.1 – Profils horaires agrégés **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PàC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive A

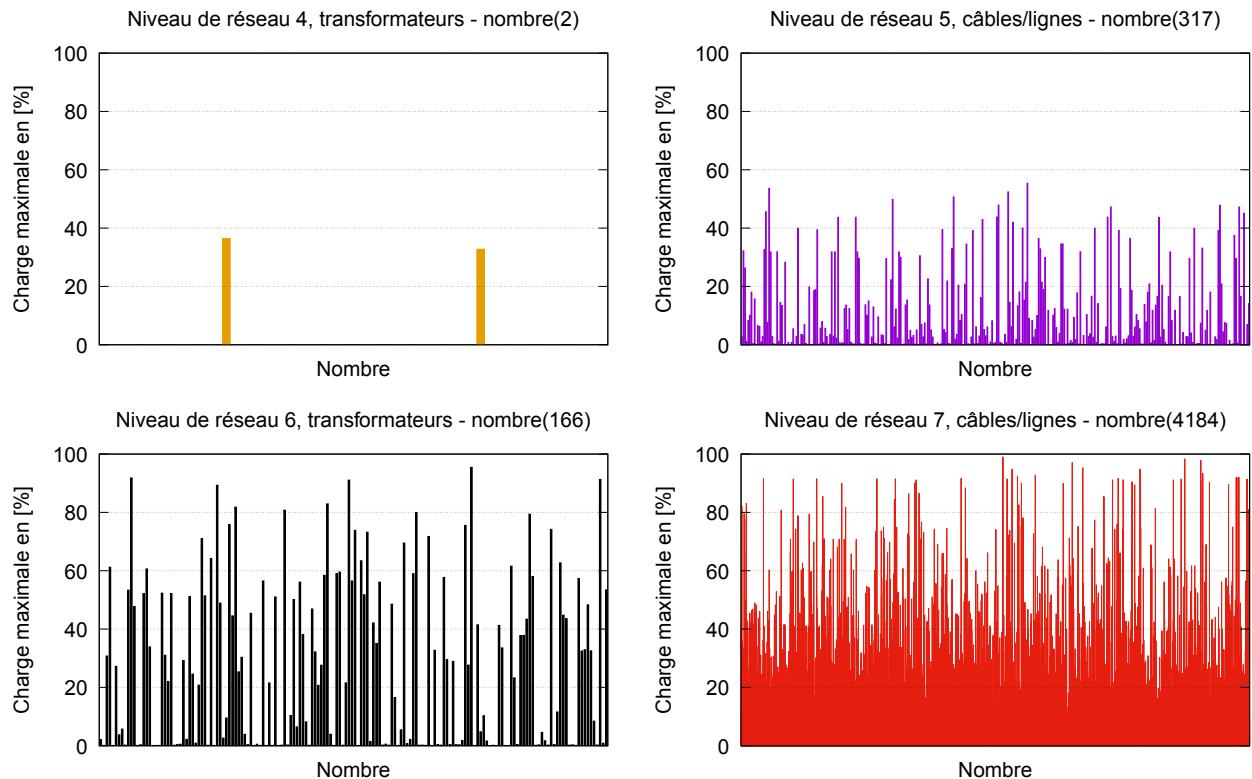


FIGURE 3.2 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive A pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

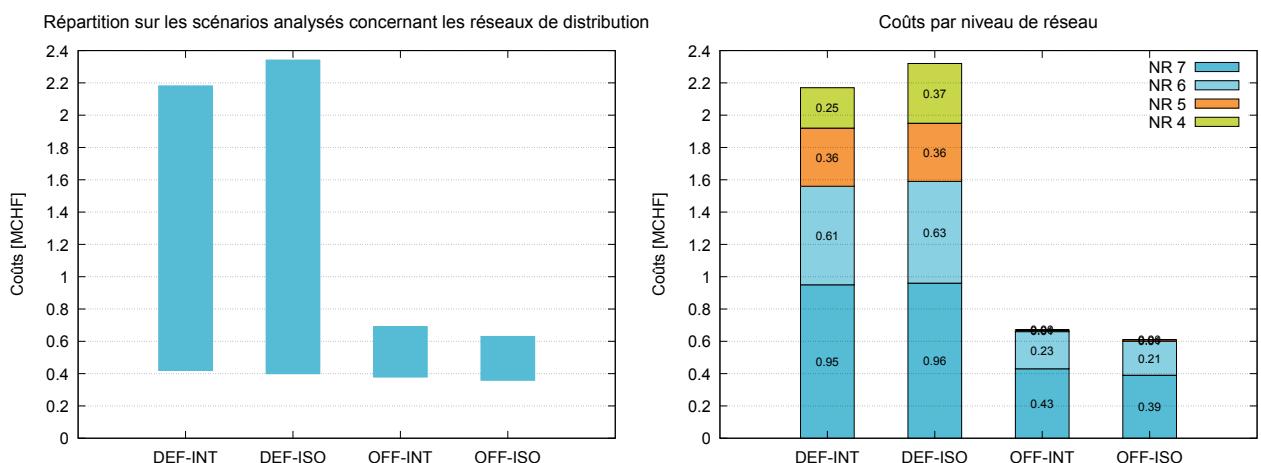


FIGURE 3.3 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive A.

TABLE 3.2 – Indicateurs techniques de la région deep dive A pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
A	REF-REF	2018	63.00	30.29	115.66	38.71
A	DEF-ISO	2040	71.50	31.17	149.26	43.93
A	DEF-ISO	2050	111.50	32.90	164.30	45.78
A	DEF-INT	2040	63.00	31.08	145.91	43.36
A	DEF-INT	2050	111.50	32.90	162.32	45.57
A	OFF-ISO	2040	63.00	30.32	128.91	41.10
A	OFF-ISO	2050	63.00	30.32	128.91	41.15
A	OFF-INT	2040	63.00	30.32	130.02	41.63
A	OFF-INT	2050	63.00	30.32	130.02	41.72

TABLE 3.3 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive A dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.122	0.312	0.414	0.000	0.664	1.512
A	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.122	0.316	0.454	0.000	0.767	1.659
A	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.015	0.235	0.000	0.429	0.679
A	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.015	0.215	0.000	0.390	0.619
A	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.359	0.613	0.000	0.948	2.170
A	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.372	0.359	0.627	0.000	0.962	2.320
A	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.015	0.235	0.000	0.430	0.679
A	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.015	0.215	0.000	0.390	0.620

TABLE 3.4 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive A dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.030	0.261	0.000	0.483	0.774
A	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.122	0.075	0.297	0.000	0.512	1.005
A	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.002	0.133	0.000	0.332	0.467
A	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.002	0.118	0.000	0.282	0.402
A	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.319	0.414	0.000	0.715	1.699
A	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.319	0.427	0.000	0.729	1.726
A	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.002	0.133	0.000	0.333	0.467
A	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.002	0.118	0.000	0.283	0.402

3.1.2 Région *deep-dive B*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive B* est une région rurale comprenant une ville.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

La région *deep dive B* présente des caractéristiques similaires à la région *deep dive A* en termes de régionalisation.

- Tout comme pour la région *deep dive A*, dans les scénarios défensifs, on observe également un **développement très important du PV** dans la région *deep dive B*. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 79,6 MW.
- Dans tous les scénarios, la charge augmente de **50 à 90%**.
- Comme pour la région *deep dive A*, dans les scénarios défensifs, la quantité d'énergie refoulée (**CN min.**) dans le NR 3 représente environ deux fois celle injectée (**CN max.**).

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations fournies par la figure 3.5 :

- Les transformateurs du NR 4 et la majorité des câbles/lignes du NR 5 sont soumis à une faible charge tout au long de l'année. Le réseau moyenne tension actuel semble suffisamment solide.
- Compte tenu des charges maximales des éléments de branche des niveaux de réseau 5, 6 et 7, certains sous-réseaux semblent moins fortement sollicités, donc surdimensionnés.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.6-3.8 et 5.10-5.17 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les variantes **DÉF-ISO** et **DÉF-INT** sont celles qui impliquent le **besoin le plus élevé en termes d'extension du réseau** d'ici 2050.
- Le besoin d'extension du réseau est très **fortement lié au PV**.
- L'extension du réseau nécessaire est **plus importante pour le réseau basse tension que pour le réseau moyenne tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : une limitation de l'injection d'énergie PV à 70% permet de réduire les coûts de l'extension du réseau jusqu'à 30% environ, et même jusqu'à près de 50% avec une limitation à 50%.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : compte tenu de la forte croissance du PV, une extension du réseau existant s'est imposée, d'où l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC. La limitation de la puissance active des PàC conduit à seulement 3% de réduction des coûts de l'extension du réseau.
- **RONT** : l'utilisation de RONT peut permettre de réduire d'environ 10% les coûts de l'extension du réseau visant à assurer le maintien de la tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 40 à 55% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT.

- **Optimisation de la consommation propre :** l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.5 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive B.

DD	SC	Année	PV	base	PàC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
B	REF-REF	2018	10.5	10.8	10.0	1.9	0.1	0.1	19.9	19.9	-4.6
B	DEF-ISO	2040	68.2	10.6	21.7	2.5	5.1	6.3	37.2	37.2	-58.3
B	DEF-INT	2040	63.7	10.8	21.7	2.5	5.1	6.1	37.1	37.1	-53.8
B	OFF-ISO	2040	51.4	9.8	20.1	2.5	5.1	6.3	35.3	35.3	-42.0
B	OFF-INT	2040	51.3	10.0	21.7	2.5	5.1	6.1	36.4	36.4	-41.8
B	DEF-ISO	2050	79.6	10.5	21.8	2.6	4.9	7.5	37.8	37.8	-69.8
B	DEF-INT	2050	75.4	10.9	21.8	2.6	4.9	6.9	37.8	37.8	-65.3
B	OFF-ISO	2050	51.4	9.6	12.6	2.5	4.9	7.5	29.8	29.8	-42.8
B	OFF-INT	2050	51.3	9.9	19.9	2.6	4.9	6.9	35.4	35.4	-42.0

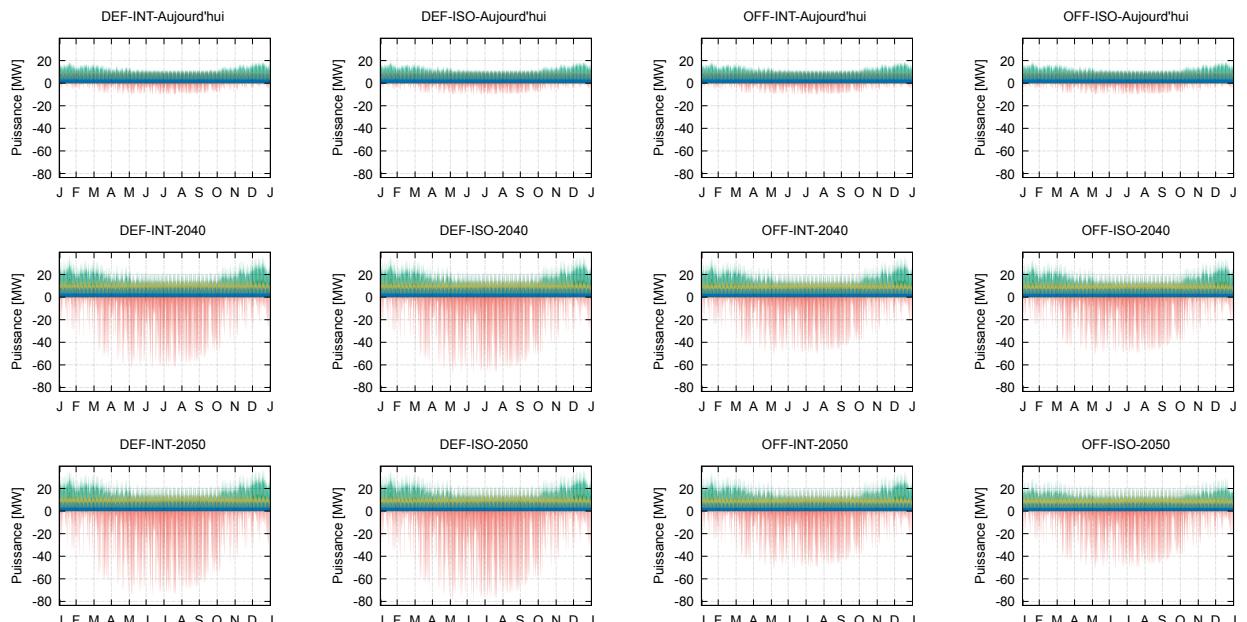


FIGURE 3.4 – Profils horaires agrégés **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PàC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive B

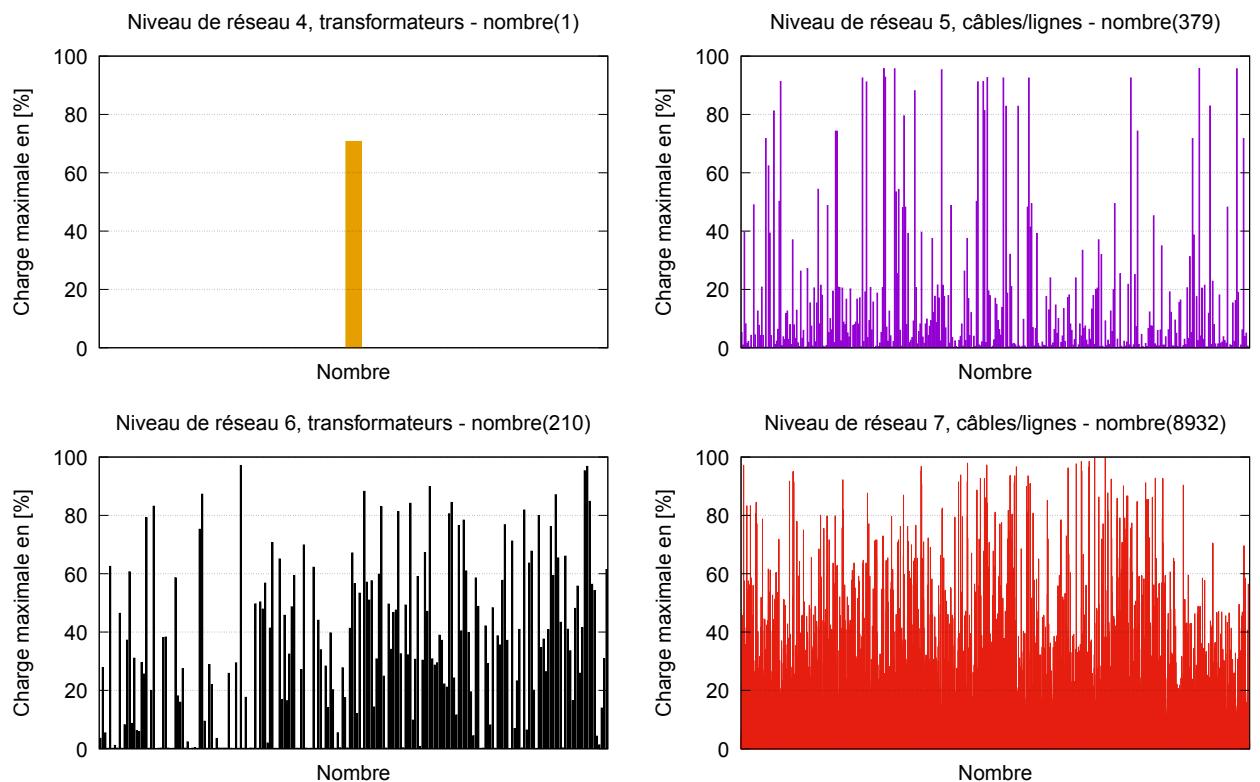


FIGURE 3.5 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive B pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

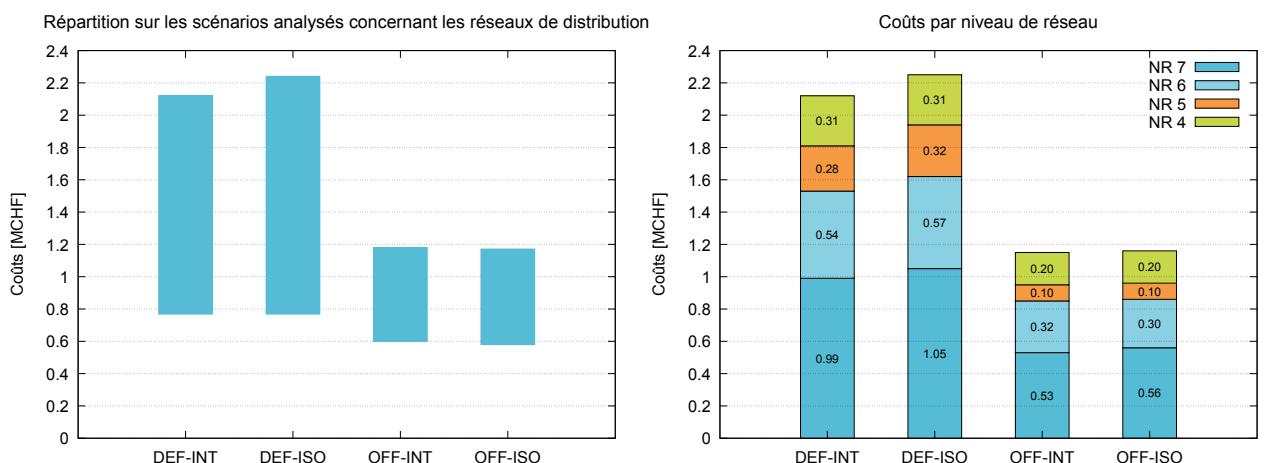


FIGURE 3.6 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive B.

TABLE 3.6 – Indicateurs techniques de la région deep dive B pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
B	REF-REF	2018	31.50	40.77	101.14	89.69
B	DEF-ISO	2040	80.00	43.89	134.79	112.05
B	DEF-ISO	2050	80.00	45.73	148.28	125.63
B	DEF-INT	2040	80.00	43.16	131.13	112.59
B	DEF-INT	2050	80.00	45.09	144.67	122.83
B	OFF-ISO	2040	50.00	42.06	121.71	103.81
B	OFF-ISO	2050	50.00	42.17	121.71	104.58
B	OFF-INT	2040	50.00	42.13	121.83	104.19
B	OFF-INT	2050	50.00	42.13	122.06	104.97

TABLE 3.7 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive B dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.202	0.161	0.424	0.000	0.781	1.568
B	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.202	0.199	0.431	0.000	0.822	1.655
B	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.202	0.093	0.321	0.000	0.520	1.135
B	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.202	0.098	0.295	0.000	0.536	1.130
B	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.306	0.279	0.542	0.000	0.994	2.122
B	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.306	0.316	0.567	0.000	1.048	2.238
B	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.202	0.098	0.323	0.000	0.531	1.154
B	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.202	0.105	0.300	0.000	0.564	1.171

TABLE 3.8 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive B dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.202	0.092	0.289	0.000	0.766	1.349
B	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.202	0.107	0.321	0.000	0.754	1.384
B	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.137	0.036	0.225	0.000	0.533	0.931
B	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.137	0.035	0.223	0.000	0.520	0.915
B	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.202	0.151	0.394	0.000	1.023	1.770
B	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.202	0.191	0.426	0.000	1.107	1.926
B	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.137	0.036	0.225	0.000	0.549	0.948
B	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.137	0.040	0.223	0.000	0.538	0.938

3.1.3 Région *deep-dive C*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive C* est une région rurale comprenant des villages et peu de sites industriels.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Informations fournies par le tableau 3.9 et la figure 3.7 :

- Dans les scénarios défensifs, on observe un **développement important du PV**. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 54,2 MW.
- **L'augmentation de la puissance de pointe des pompes à chaleur** de 6,3 MW à env. 34 MW entraîne également une augmentation de la charge totale.
- La puissance de pointe de la charge totale passe de 22,8 MW à 61,4 MW, soit une hausse d'env. **170%**.
- En tenant compte de la charge nette, l'effet de l'accroissement de l'énergie refoulée (**CN min.**) dans le NR 3 observé dans les régions *deep dive A* et *B* disparaît. Dans la région *deep dive C*, **la charge totale est dominante**.

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations pouvant être tirées de la figure 3.8 :

- Si l'on considère les charges maximales des éléments d'embranchement du réseau actuel de la région *deep dive C*, celui-ci semble bien développé.
- Avec une charge maximale légèrement inférieure à 45%, le réseau moyenne tension semble également solide tout au long de l'année.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.10-3.12 et 5.18-5.25 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les variantes **DÉF-ISO** et **DÉF-INT** sont celles qui impliquent le **besoin le plus élevé en termes d'extension du réseau** d'ici 2050.
- Le besoin d'extension du réseau est très **fortement lié au PV**.
- L'extension du réseau nécessaire est **plus importante pour le réseau basse tension que pour le réseau moyenne tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : une limitation de l'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70% permet de réduire les coûts de l'extension du réseau jusqu'à 40% environ, et même jusqu'à près de 70% avec une limitation à 50%.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : compte tenu de la forte croissance du PV, une extension du réseau existant s'est imposée, d'où l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC.
- **Extension du réseau nécessaire liée à l'électrification de la demande** : le dimensionnement du réseau actuel semble suffisant, de sorte que l'extension du réseau nécessaire liée uniquement à l'électrification de la demande est très faible. Compte tenu de la forte croissance du PV, des investissements supplémentaires sont requis.

- **RONT** : les RONT ne suffisent pas à résoudre les problèmes de tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 3 à 15% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.9 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive C.

DD	SC	Année	PV	base	PàC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
C	REF-REF	2018	6.3	17.6	6.3	1.6	0.1	0.0	22.8	22.7	3.8
C	DEF-ISO	2040	45.4	18.8	34.2	3.8	5.7	11.6	59.9	59.9	-29.2
C	DEF-INT	2040	37.9	19.0	34.2	3.8	5.7	11.0	59.8	59.8	-21.6
C	OFF-ISO	2040	20.9	16.5	31.2	3.8	5.7	11.6	55.4	55.4	-6.0
C	OFF-INT	2040	23.6	17.7	34.3	3.8	5.7	11.0	58.8	58.8	-7.9
C	DEF-ISO	2050	54.2	18.5	34.5	3.8	5.3	15.0	61.4	61.4	-38.1
C	DEF-INT	2050	49.5	19.1	34.5	3.8	5.3	13.5	60.7	60.7	-33.4
C	OFF-ISO	2050	20.9	16.9	17.5	3.3	5.3	15.0	46.4	46.4	-6.5
C	OFF-INT	2050	23.6	17.4	31.2	3.8	5.3	13.5	56.7	56.7	-8.4

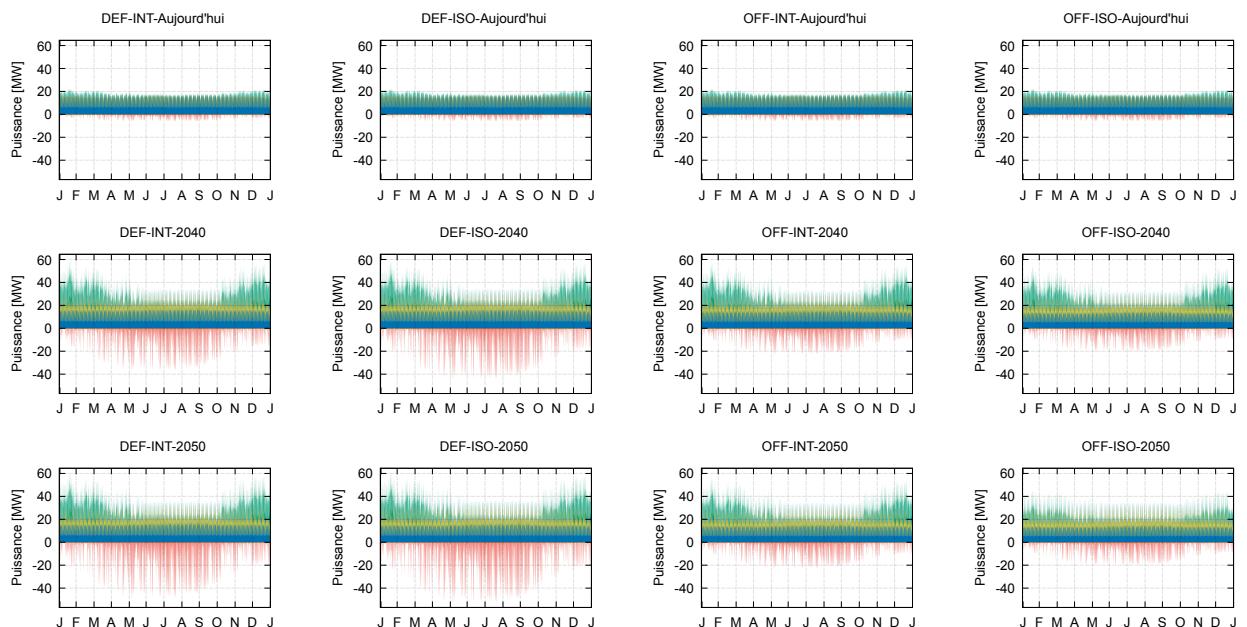


FIGURE 3.7 – Profils horaires agrégés **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PàC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive C

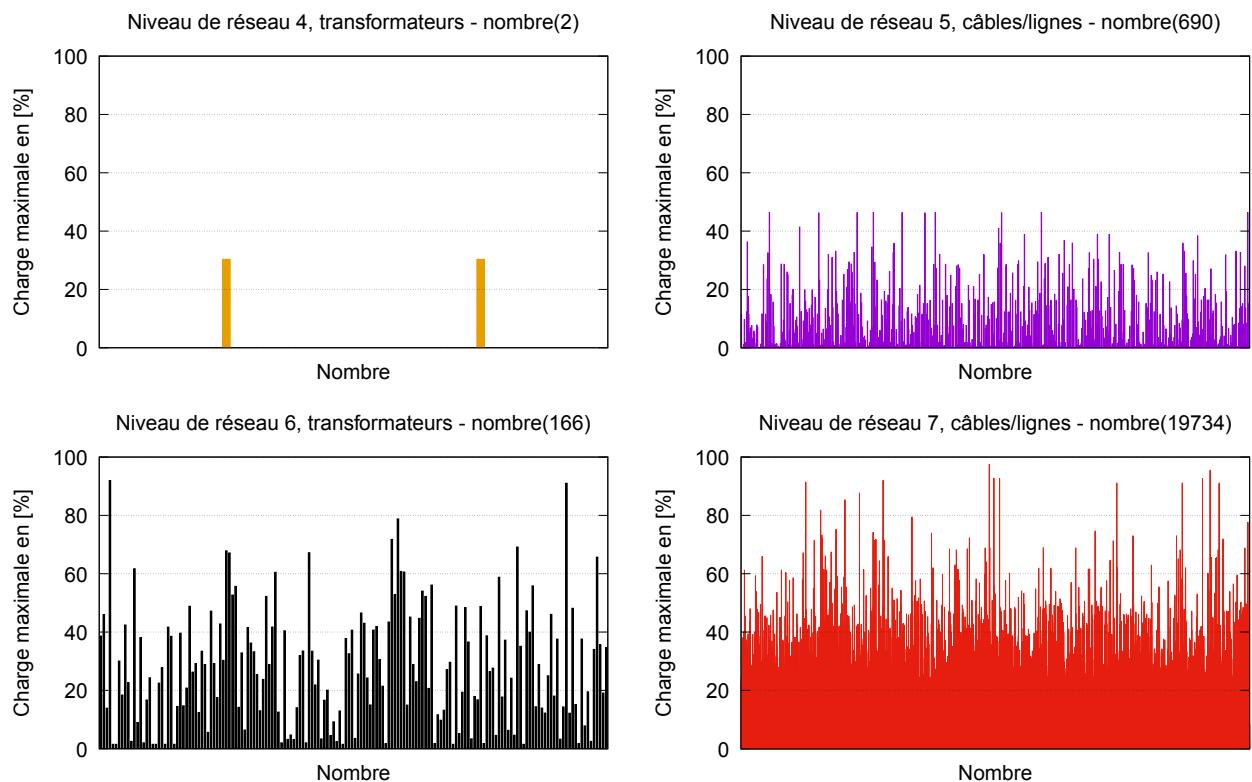


FIGURE 3.8 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive C pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

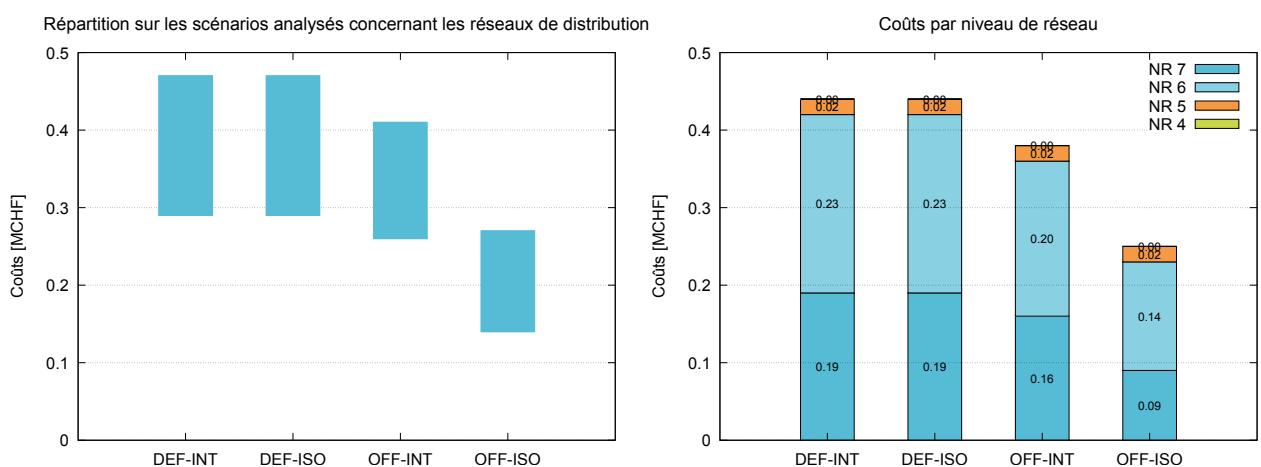


FIGURE 3.9 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive C.

TABLE 3.10 – Indicateurs techniques de la région deep dive C pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
C	REF-REF	2018	80.00	32.39	101.64	107.88
C	DEF-ISO	2040	80.00	32.67	112.73	109.59
C	DEF-ISO	2050	80.00	32.68	113.47	110.02
C	DEF-INT	2040	80.00	32.67	112.64	109.64
C	DEF-INT	2050	80.00	32.67	113.47	110.10
C	OFF-ISO	2040	80.00	32.39	108.31	108.55
C	OFF-ISO	2050	80.00	32.39	108.31	108.56
C	OFF-INT	2040	80.00	32.67	111.18	109.66
C	OFF-INT	2050	80.00	32.67	111.18	109.77

TABLE 3.11 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive C dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.021	0.210	0.000	0.171	0.402
C	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.021	0.214	0.000	0.176	0.412
C	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.021	0.201	0.000	0.158	0.379
C	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249
C	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.021	0.229	0.000	0.188	0.439
C	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.022	0.234	0.000	0.190	0.445
C	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.021	0.201	0.000	0.164	0.386
C	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249

TABLE 3.12 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive C dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.113	0.000	0.087	0.200
C	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.115	0.000	0.088	0.203
C	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.093	0.000	0.084	0.177
C	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.112
C	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.122	0.000	0.103	0.225
C	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.122	0.000	0.101	0.223
C	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.093	0.000	0.087	0.180
C	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.112

3.1.4 Région *deep-dive D*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive D* est une région rurale très touristique.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Informations fournies par le tableau 3.13 et la figure 3.10 :

- Dans les scénarios défensifs, on observe un **développement important du PV**. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 7,4 MW.
- **L'augmentation de la puissance de pointe des pompes à chaleur** de 2,3 MW à env. 5,6 MW entraîne également une augmentation de la charge totale.
- La puissance de pointe de la charge totale passe de 4,6 MW à 8,2 MW, soit une hausse d'env. **80%**.
- L'énergie refoulée atteint une valeur de pointe de 6,0 MW contre 8,2 MW pour l'énergie injectée.

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations pouvant être tirées de la figure 3.11 :

- Compte tenu des charges maximales des éléments de branche du réseau actuel de la région *deep dive D*, celui-ci semble bien développé.
- Avec une charge maximale légèrement inférieure à 30%, le réseau moyenne tension semble solide tout au long de l'année.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.14-3.16 et 5.26-5.33 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Compte tenu de l'excellent développement du réseau actuel, le besoin d'extension du réseau est très faible dans tous les scénarios.
- Le besoin d'extension du réseau est **lié à la charge**.
- Il concerne presque exclusivement le **réseau basse tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : Dans cette région *deep dive*, le besoin d'extension du réseau est presque exclusivement lié à la charge. Par conséquent, la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques n'a aucun impact sur les coûts de l'extension du réseau.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : L'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC sur les coûts de l'extension du réseau est visible dans cette région *deep dive* (moins 30%).
- **RONT** : les RONT ne suffisent pas à résoudre les problèmes de tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 23 à 32% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT.
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.13 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive D.

DD	SC	Année	PV	base	PaC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
D	REF-REF	2018	0.7	2.6	2.2	0.4	0.0	0.0	4.6	4.6	0.4
D	DEF-ISO	2040	6.5	2.5	5.6	0.9	0.5	0.7	8.1	8.1	-5.0
D	DEF-INT	2040	5.8	2.5	5.6	0.9	0.5	0.7	8.2	8.2	-4.2
D	OFF-ISO	2040	4.4	2.3	5.3	0.8	0.5	0.7	7.6	7.6	-3.0
D	OFF-INT	2040	4.2	2.3	5.4	0.9	0.5	0.7	7.8	7.8	-2.8
D	DEF-ISO	2050	7.4	2.4	5.3	0.9	0.4	0.8	7.8	7.8	-6.0
D	DEF-INT	2050	6.8	2.5	5.3	0.9	0.4	0.7	7.9	7.9	-5.4
D	OFF-ISO	2050	4.4	2.1	3.9	0.7	0.4	0.8	6.4	6.4	-3.2
D	OFF-INT	2050	4.2	2.2	5.1	0.9	0.4	0.7	7.4	7.4	-3.0

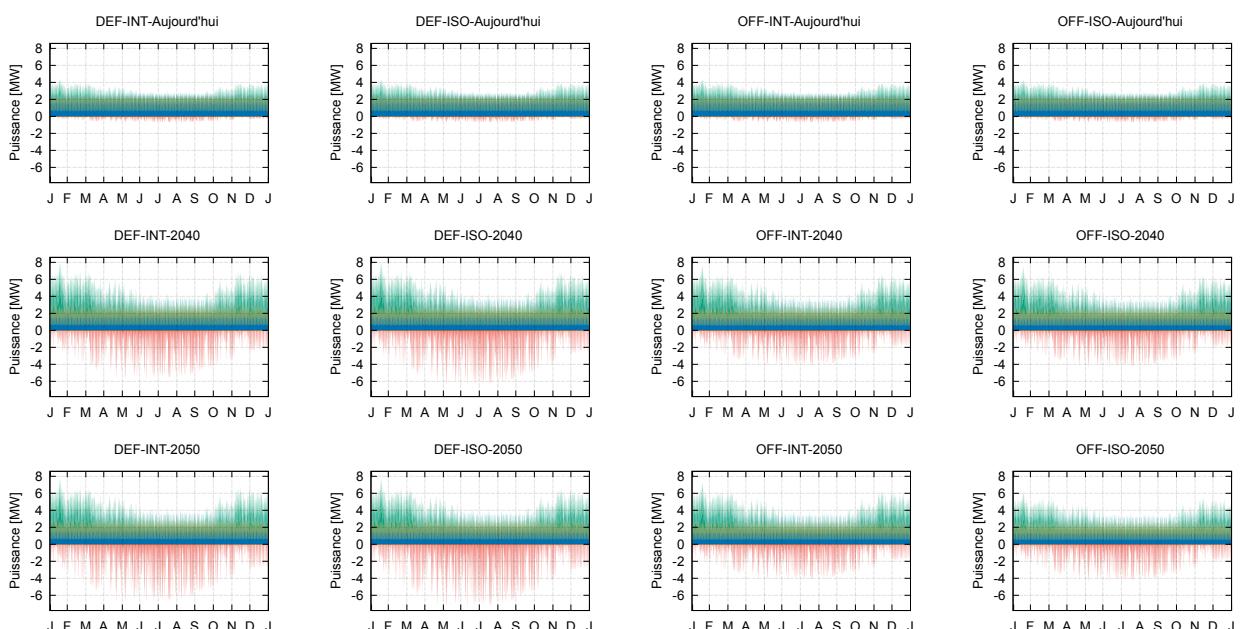


FIGURE 3.10 – Profils horaires agrégés **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PaC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive D

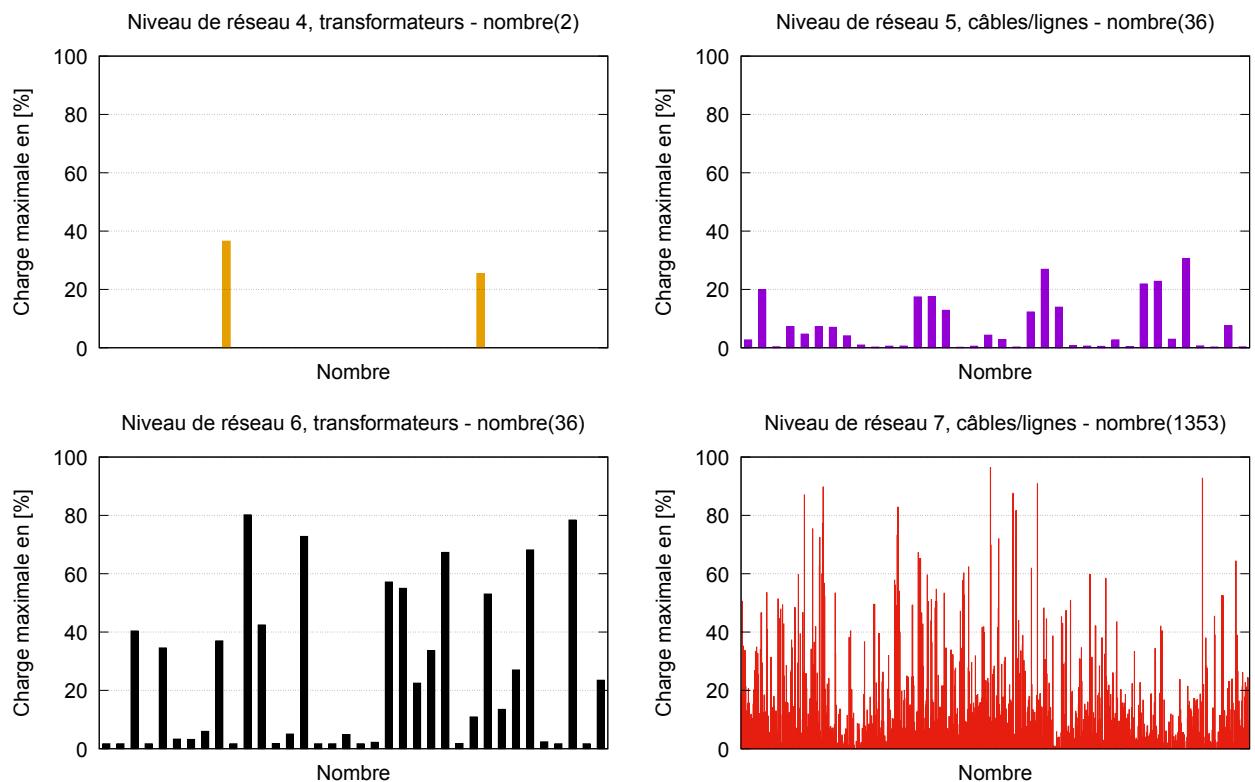


FIGURE 3.11 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive D pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

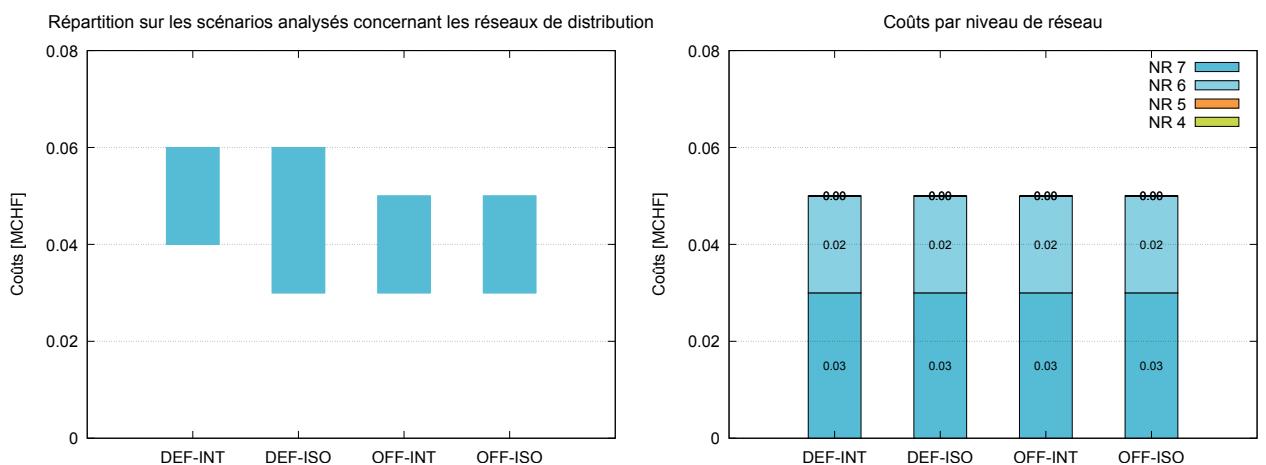


FIGURE 3.12 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive D.

TABLE 3.14 – Indicateurs techniques de la région deep dive D pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
D	REF-REF	2018	25.00	7.79	36.74	12.40
D	DEF-ISO	2040	25.00	7.79	38.14	12.84
D	DEF-ISO	2050	25.00	7.79	38.14	12.95
D	DEF-INT	2040	25.00	7.79	38.14	12.84
D	DEF-INT	2050	25.00	7.79	38.14	12.95
D	OFF-ISO	2040	25.00	7.79	37.54	12.76
D	OFF-ISO	2050	25.00	7.79	37.54	12.76
D	OFF-INT	2040	25.00	7.79	37.54	12.77
D	OFF-INT	2050	25.00	7.79	37.54	12.77

TABLE 3.15 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive D dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.029	0.054
D	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.029	0.053
D	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050

TABLE 3.16 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive D dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.019	0.031
D	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.019	0.031
D	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024

3.1.5 Région *deep-dive E*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive E* est une région (fortement) urbanisée comprenant des sites industriels, des commerces et des habitations.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

La région *deep dive E* présente des caractéristiques similaires aux régions *deep dive A* et *B* en termes de régionalisation.

- Tout comme pour la région *deep dive A*, dans les scénarios défensifs, on observe également un **développement très important du PV** dans la région *deep dive E*. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 41,9 MW.
- **L'augmentation de la puissance de pointe des pompes à chaleur** de 0,7 MW à env. 10,8 MW entraîne également une augmentation de la charge totale.
- Dans de nombreux scénarios, la charge totale passe de 10 MW à 24 MW.
- Comme pour les régions *deep dive A* et *B*, dans les scénarios défensifs, la quantité d'énergie refoulée (**CN min.**) dans le NR 3 représente environ une fois et demie celle injectée (**CN max.**).

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations fournies par la figure 3.14 :

- Globalement, le réseau actuel est bien développé.
- Compte tenu des charges maximales des éléments de branche des niveaux de réseau 5, 6 et 7, certains sous-réseaux semblent moins fortement sollicités, donc surdimensionnés.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.18-3.20 et 5.34-5.41 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les variantes **DÉF-INT** et **DÉF-ISO** sont celles qui impliquent le **besoin le plus élevé en termes d'extension du réseau** d'ici 2050.
- Le besoin d'extension du réseau est très **fortement lié au PV**.
- L'extension du réseau nécessaire est **plus importante pour le réseau basse tension que pour le réseau moyenne tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70% permet de réduire les coûts de l'extension du réseau jusqu'à 40% environ, et même jusqu'à près de 50% avec une limitation à 50%
- **Limitation de la puissance active côté demande** : compte tenu de la forte croissance du PV, une extension du réseau existant s'est imposée, d'où l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC. Une limitation de la puissance active des PàC conduit à seulement 5% de réduction des coûts de l'extension du réseau.
- **Extension du réseau nécessaire liée uniquement à l'électrification de la demande** : les coûts de l'extension du réseau liée uniquement à l'électrification de la demande sont inférieurs aux coûts de l'extension du réseau dus au fort développement du PV .

- **RONT** : l'utilisation de RONT peut permettre de réduire d'env. 3% les coûts de l'extension du réseau visant à assurer le maintien de la tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 5 à 12% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT.
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.17 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive E.

DD	SC	Année	PV	base	PàC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
E	REF-REF	2018	2.5	9.7	0.7	0.4	0.0	0.1	10.3	10.3	0.8
E	DEF-ISO	2040	34.3	10.2	10.8	2.1	4.9	3.4	23.7	23.7	-28.0
E	DEF-INT	2040	32.3	10.4	10.8	2.1	4.9	3.2	24.0	24.0	-26.1
E	OFF-ISO	2040	24.1	9.5	10.0	2.1	4.9	3.4	22.3	22.3	-18.4
E	OFF-INT	2040	24.1	9.6	11.5	2.2	4.9	3.2	24.0	24.0	-18.3
E	DEF-ISO	2050	41.9	10.4	12.7	2.5	5.1	4.0	24.8	24.8	-35.4
E	DEF-INT	2050	40.5	10.8	12.5	2.5	5.1	3.7	24.8	24.8	-34.0
E	OFF-ISO	2050	24.1	9.5	5.0	1.5	5.1	4.0	18.1	18.1	-18.4
E	OFF-INT	2050	24.1	9.9	10.5	2.3	5.1	3.7	22.6	22.6	-18.2

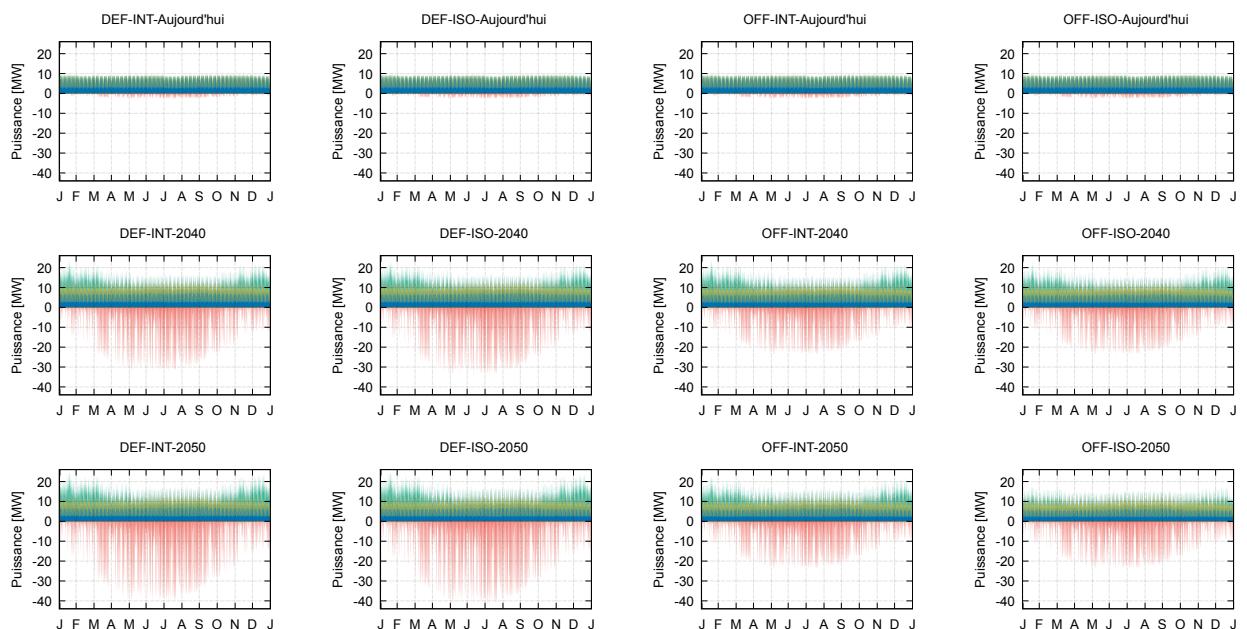


FIGURE 3.13 – Profils horaires agrégés **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PàC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive E

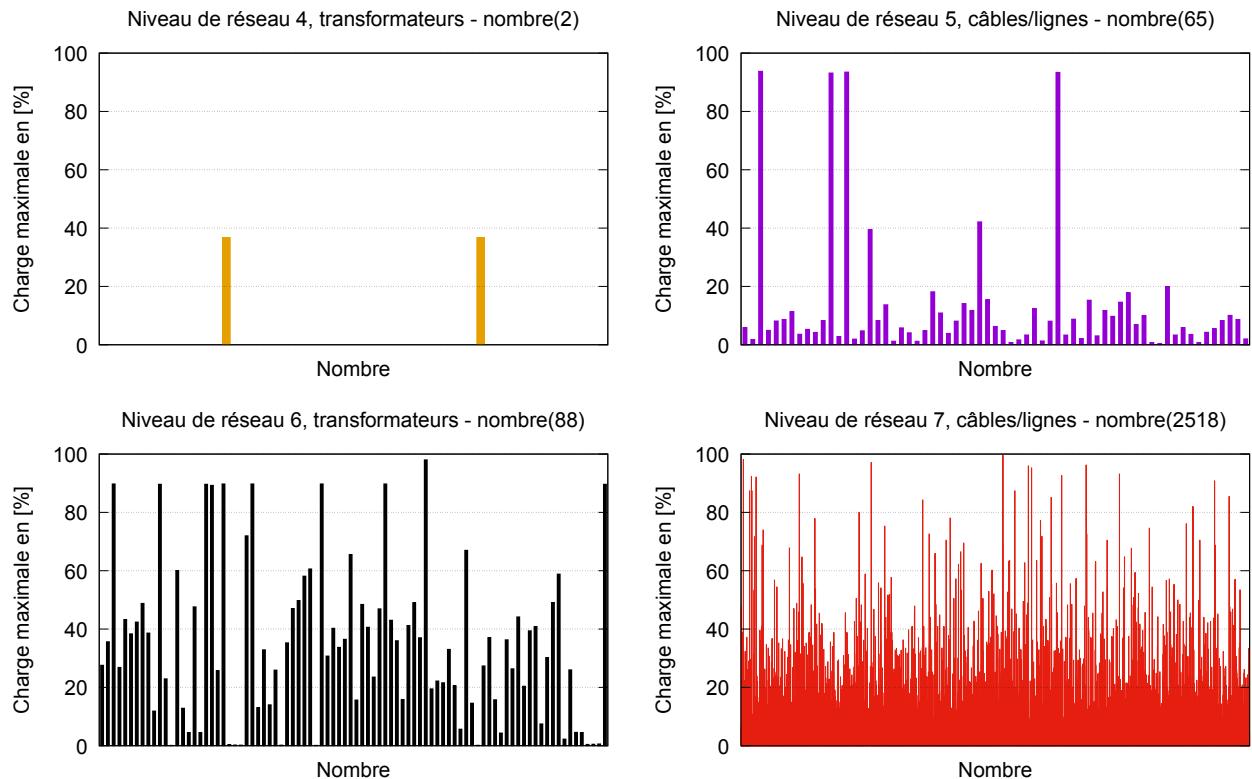


FIGURE 3.14 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive E pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

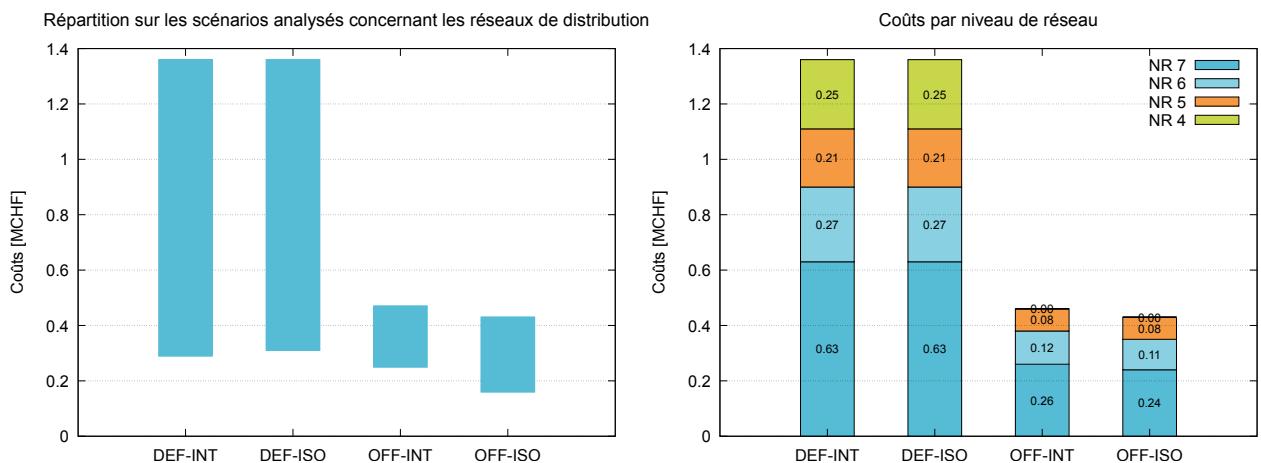


FIGURE 3.15 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive E.

TABLE 3.18 – Indicateurs techniques de la région deep dive E pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
E	REF-REF	2018	63.00	11.77	56.83	19.66
E	DEF-ISO	2040	63.00	12.13	73.40	22.95
E	DEF-ISO	2050	71.50	12.66	81.14	24.66
E	DEF-INT	2040	63.00	12.13	72.55	22.97
E	DEF-INT	2050	71.50	12.66	80.65	24.68
E	OFF-ISO	2040	63.00	11.85	66.50	21.24
E	OFF-ISO	2050	63.00	11.85	67.75	21.36
E	OFF-INT	2040	63.00	11.85	66.50	21.56
E	OFF-INT	2050	63.00	12.13	67.75	21.66

TABLE 3.19 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive E dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.122	0.080	0.179	0.000	0.424	0.805
E	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.122	0.085	0.192	0.000	0.434	0.833
E	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.077	0.105	0.000	0.229	0.411
E	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.077	0.096	0.000	0.224	0.396
E	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.206	0.271	0.000	0.628	1.355
E	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.206	0.274	0.000	0.626	1.356
E	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.077	0.116	0.000	0.265	0.458
E	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.077	0.110	0.000	0.239	0.425

TABLE 3.20 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive E dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.077	0.118	0.000	0.347	0.542
E	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.077	0.121	0.000	0.331	0.529
E	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.073	0.073	0.000	0.226	0.372
E	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.073	0.073	0.000	0.176	0.322
E	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.122	0.087	0.180	0.000	0.515	0.903
E	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.122	0.087	0.182	0.000	0.498	0.889
E	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.077	0.074	0.000	0.229	0.380
E	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.073	0.074	0.000	0.177	0.325

3.1.6 Région *deep-dive F*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive F* possède des zones de desserte partielles urbaines et rurales comprenant des sites industriels.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Informations fournies par le tableau 3.21 et la figure 3.16 :

- Dans les scénarios défensifs, on observe un **développement important du PV**. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 31,7 MW.
- **L'augmentation de la puissance de pointe des pompes à chaleur** de 3,8 MW à env. 22,1 MW entraîne également une augmentation de la charge totale.
- La puissance de pointe de la charge totale passe de 15,2 MW à 40,6 MW, soit une hausse d'env. **170%**.
- En tenant compte de la charge nette, l'effet de l'accroissement de l'énergie refoulée (**CN min.**) dans le NR 3 observé dans les régions *deep dive A* et *B* disparaît. Dans la région *deep dive F*, **la charge totale est dominante**.

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations pouvant être tirées de la figure 3.17 :

- Si l'on considère les charges maximales des éléments de branche du réseau actuel de la région *deep dive F*, celui-ci semble bien développé.
- Avec une charge maximale légèrement inférieure à 30%, le réseau moyenne tension semble solide tout au long de l'année.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.22-3.24 et 5.42-5.49 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Le besoin d'extension du réseau est **lié au PV et à la charge**.
- Il concerne exclusivement le **réseau basse tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70% et 50% réduit le coût de l'extension du réseau de 10% et 20%, respectivement.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : L'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC sur les coûts de l'extension du réseau est visible dans cette région *deep dive* (-10%).
- **RONT** : les RONT ne suffisent pas à résoudre les problèmes de tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 8 à 38% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT.
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.21 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive F.

DD	SC	Année	PV	base	PaC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
F	REF-REF	2018	3.6	11.3	3.8	2.9	0.1	0.1	15.2	15.2	2.2
F	DEF-ISO	2040	26.1	10.5	22.1	2.6	4.3	8.9	39.6	39.6	-16.6
F	DEF-INT	2040	21.2	10.7	22.1	2.6	4.3	8.4	39.3	39.3	-11.9
F	OFF-ISO	2040	12.4	9.8	20.5	2.6	4.3	8.9	37.7	37.7	-3.4
F	OFF-INT	2040	13.0	9.9	22.1	2.6	4.3	8.4	38.6	38.6	-4.0
F	DEF-ISO	2050	31.7	10.1	22.9	2.6	4.0	10.8	40.6	40.6	-21.3
F	DEF-INT	2050	27.9	10.5	22.7	2.6	4.0	9.8	39.8	39.8	-17.9
F	OFF-ISO	2050	12.4	9.2	10.0	3.0	4.0	10.8	30.0	30.0	-3.5
F	OFF-INT	2050	13.0	9.6	20.3	2.7	4.0	9.8	37.1	37.1	-4.2

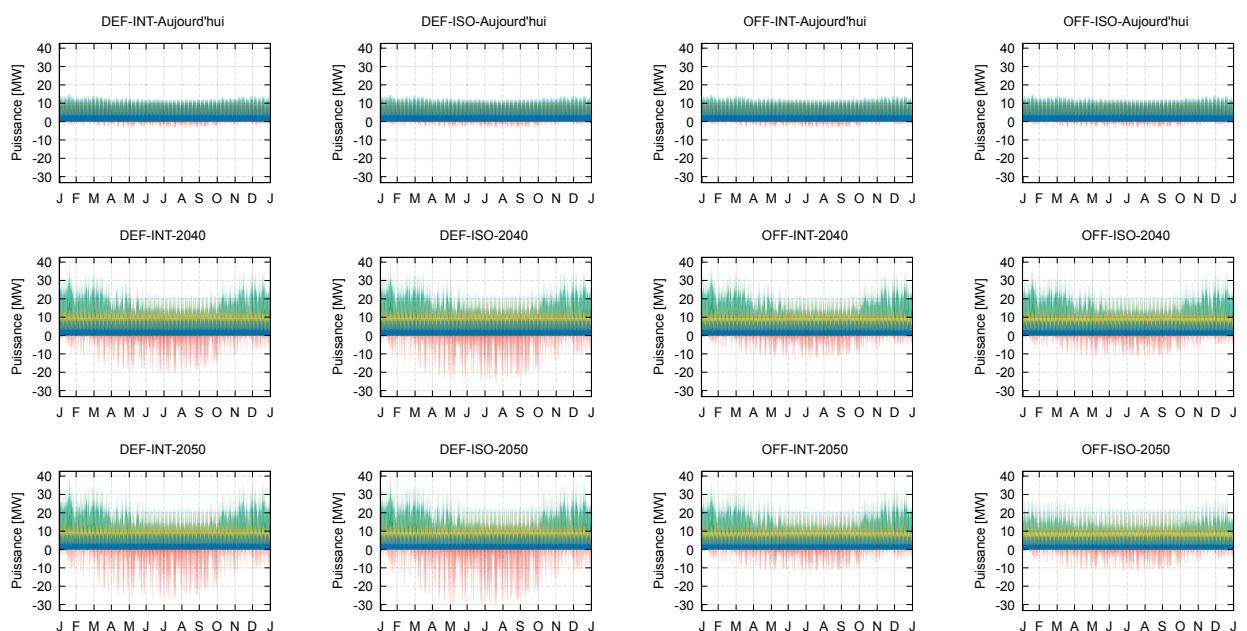


FIGURE 3.16 – Profils horaires agrégés **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PaC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive F

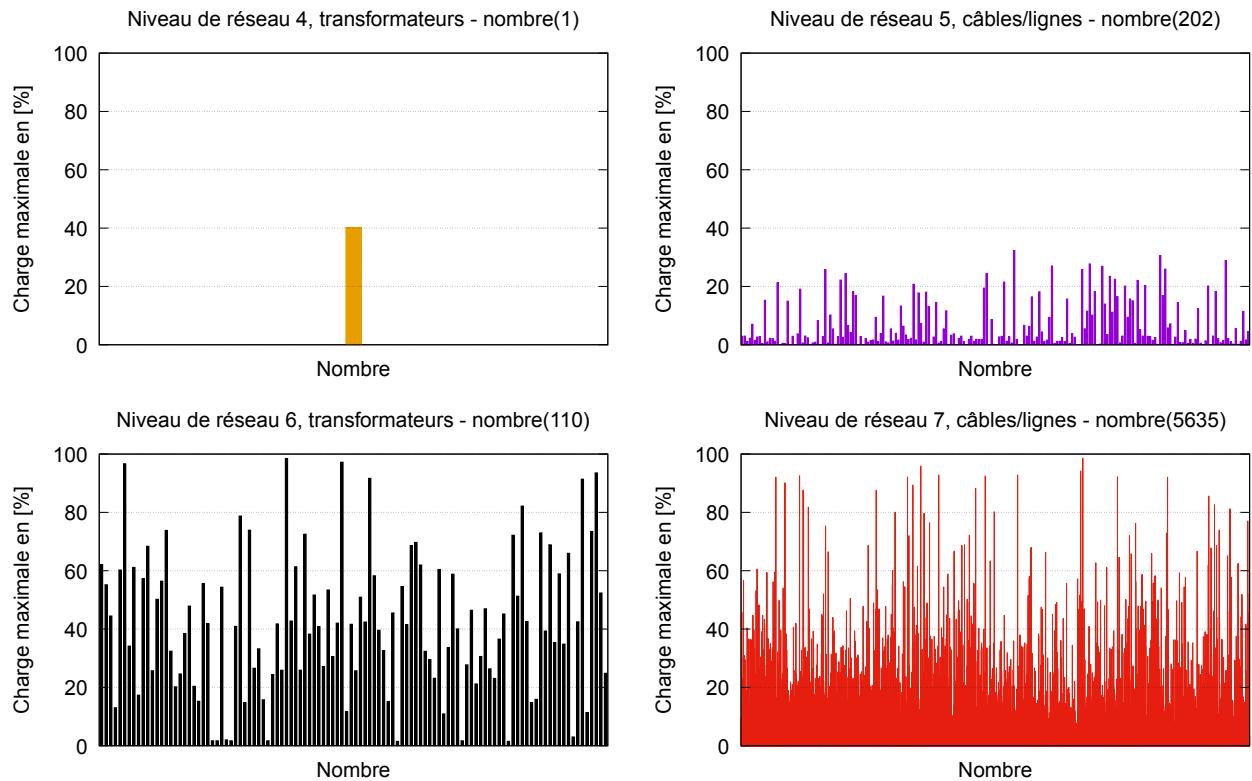


FIGURE 3.17 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive F pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

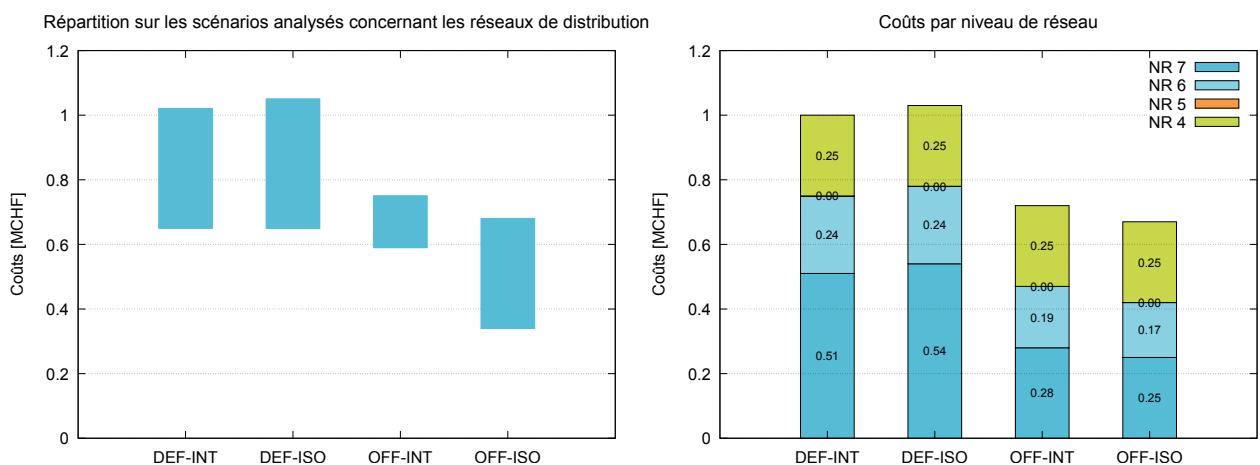


FIGURE 3.18 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive F.

TABLE 3.22 – Indicateurs techniques de la région deep dive F pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
F	REF-REF	2018	40.00	19.53	47.02	62.60
F	DEF-ISO	2040	80.00	19.53	61.75	66.43
F	DEF-ISO	2050	80.00	19.53	64.45	67.68
F	DEF-INT	2040	80.00	19.53	60.49	66.42
F	DEF-INT	2050	80.00	19.53	63.47	67.67
F	OFF-ISO	2040	80.00	19.53	56.53	64.41
F	OFF-ISO	2050	80.00	19.53	56.68	64.49
F	OFF-INT	2040	80.00	19.53	58.86	64.54
F	OFF-INT	2050	80.00	19.53	59.23	64.79

TABLE 3.23 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.218	0.000	0.388	0.857
F	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.221	0.000	0.401	0.873
F	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.193	0.000	0.274	0.717
F	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.168	0.000	0.247	0.665
F	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.237	0.000	0.510	0.997
F	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.240	0.000	0.540	1.031
F	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.193	0.000	0.280	0.724
F	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.168	0.000	0.247	0.665

TABLE 3.24 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.132	0.000	0.317	0.700
F	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.136	0.000	0.315	0.702
F	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.122	0.000	0.217	0.590
F	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.251	0.000	0.108	0.000	0.194	0.552
F	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.153	0.000	0.356	0.760
F	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.165	0.000	0.358	0.774
F	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.122	0.000	0.230	0.603
F	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.251	0.000	0.110	0.000	0.198	0.559

3.1.7 Région *deep-dive G*

Comme l'indique le tableau 2.1, la région *deep dive G* englobe des zones de desserte partielles périurbaines et rurales comprenant une ville.

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Informations fournies par le tableau 3.25 et la figure 3.19 :

- Dans les scénarios défensifs, on observe un **développement important du PV**. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à 30,6 MW.
- **L'augmentation de la puissance de pointe des pompes à chaleur** de 6 MW à env. 14 MW entraîne également une augmentation de la charge totale.
- La puissance de pointe de la charge totale passe de 14,1 MW à 26,9 MW, soit une hausse d'env. **90%**.
- L'énergie refoulée atteint une valeur de pointe de 23,2 MW contre 26,3 MW pour l'énergie injectée.

Données qualitatives sur le réseau actuel

Informations pouvant être tirées de la figure 3.20 :

- Compte tenu des charges maximales des éléments de branche du réseau actuel de la région *deep dive G*, celui-ci semble bien développé.
- Avec une charge maximale légèrement inférieure à 25%, le réseau moyenne tension semble solide tout au long de l'année.
- Compte tenu des charges maximales des éléments de branche des niveaux de réseau 6 et 7, certains sous-réseaux semblent moins fortement sollicités, donc surdimensionnés.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses de réseau sont représentés dans les tableaux 3.26-3.28 et 5.50-5.57 (en annexe), et les conclusions tirées sont résumées ci-après.

- Le besoin d'extension du réseau est **fortement lié au PV**.
- Il concerne presque exclusivement le **réseau basse tension**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : la limitation de l'injection d'énergie PV à 70% et 50% réduit les coûts de l'extension du réseau de 30% et 40%, respectivement.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : compte tenu de la forte croissance du PV, une extension du réseau existant s'est imposée, d'où l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance pour l'électromobilité et les PàC (seulement 2% de réduction des coûts de l'extension du réseau).
- **RONT** : les RONT ne suffisent pas à résoudre les problèmes de tension.
- **Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** : la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) au niveau des installations décentralisées du NR 7 réduit les coûts de l'extension du réseau destinée à assurer le maintien de la tension de 2 à 5% aux NR 6 et NR 7. Le soutien de la puissance réactive se révèle plus efficace que les RONT.
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.25 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité, charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive G.

DD	SC	Année	PV	base	PaC	EC	EM	EM autre	CT	CN max.	CN min.
G	REF-REF	2018	4.0	10.7	6.0	1.1	0.1	0.0	14.1	14.1	0.2
G	DEF-ISO	2040	25.4	11.3	13.6	2.2	5.3	3.4	26.4	26.0	-17.9
G	DEF-INT	2040	19.3	10.0	13.0	1.8	5.3	3.1	25.0	24.7	-12.5
G	OFF-ISO	2040	17.8	8.7	11.8	1.8	5.3	3.4	23.5	23.2	-11.2
G	OFF-INT	2040	17.9	8.8	13.1	1.9	5.3	3.1	24.6	24.3	-11.3
G	DEF-ISO	2050	30.6	11.5	13.9	2.4	5.8	4.1	26.7	26.3	-23.2
G	DEF-INT	2050	29.2	11.6	14.0	2.4	5.8	3.7	26.9	26.5	-21.8
G	OFF-ISO	2050	19.7	8.3	6.7	1.3	5.8	4.1	18.5	18.3	-13.6
G	OFF-INT	2050	19.8	8.5	10.7	1.7	5.8	3.7	21.9	21.6	-13.3

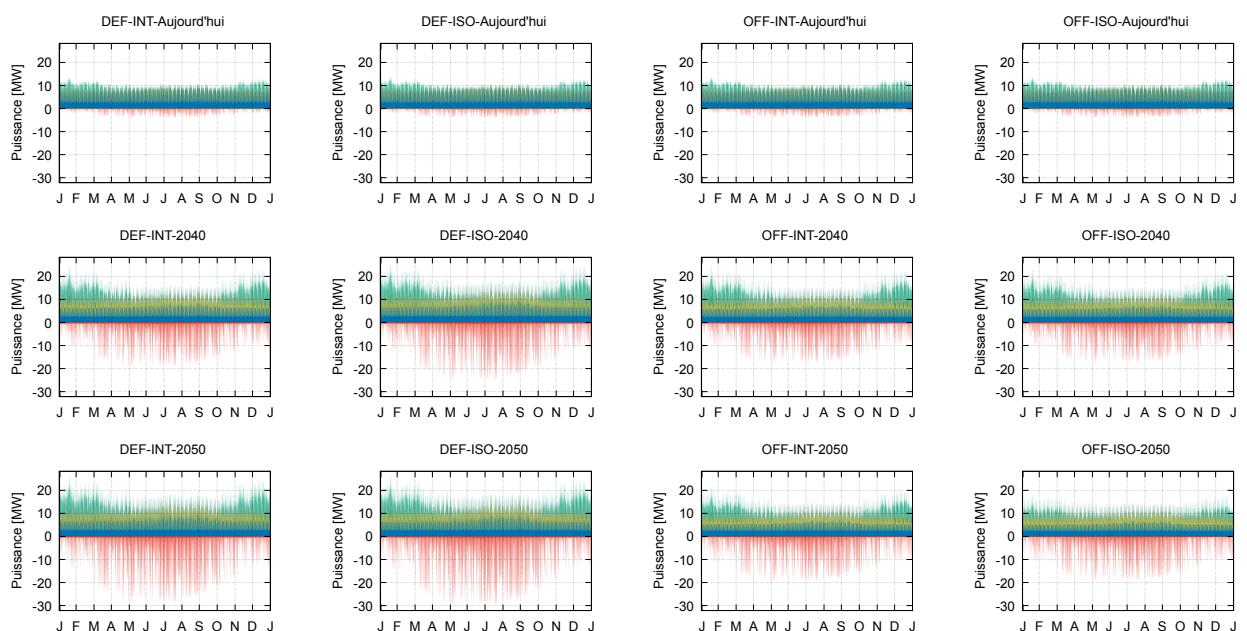


FIGURE 3.19 – Profils horaires agrégés [PV], électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PaC**), eau chaude (**WW**), électromobilité (**EM**), autre électromobilité (**EMA**) pour région deep dive G

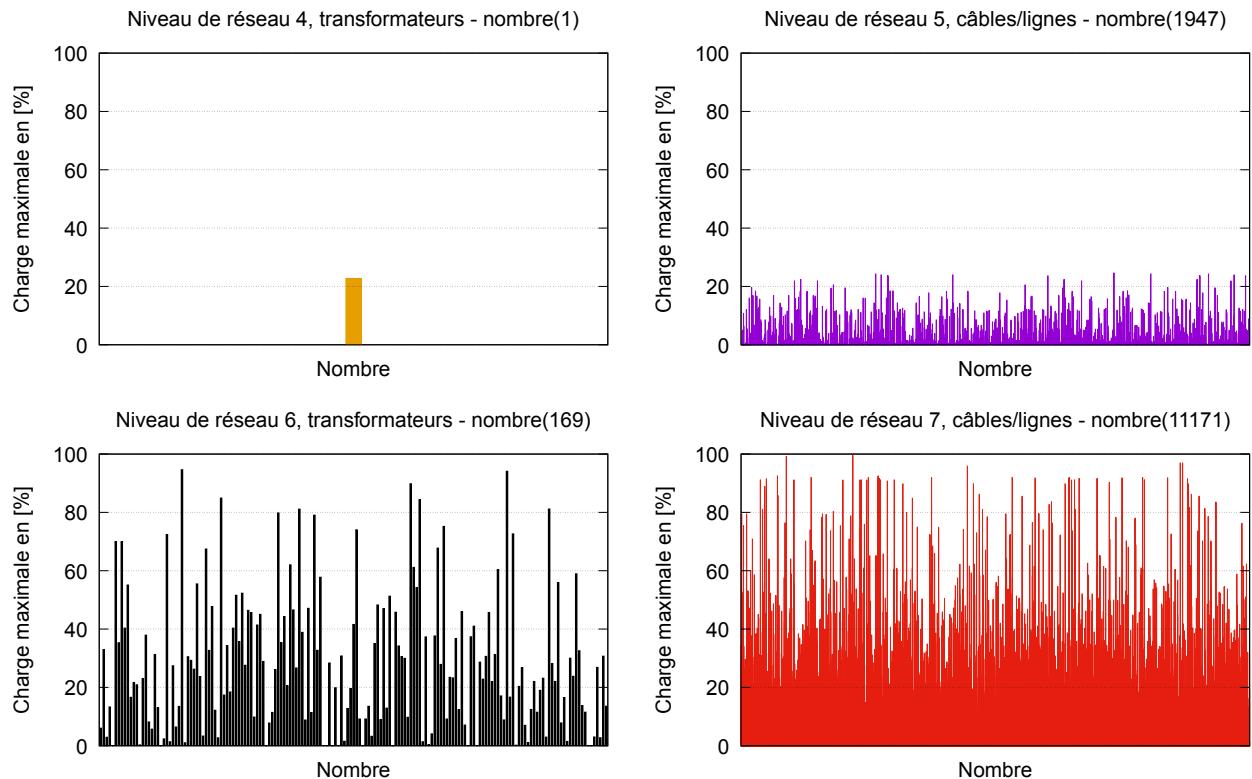


FIGURE 3.20 – Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive G pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.

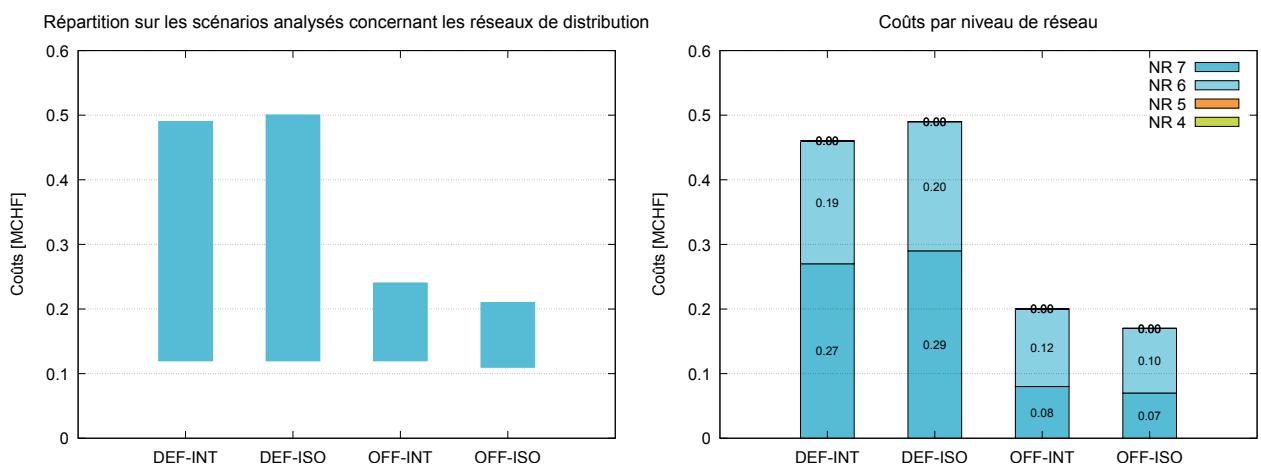


FIGURE 3.21 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive G.

TABLE 3.26 – Indicateurs techniques de la région deep dive G pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.

DD	SC	Année	NR 4 en MVA	NR 5 en kA x km	NR 6 en MVA	NR 7 en kA x km
G	REF-REF	2018	63.00	29.02	74.47	55.46
G	DEF-ISO	2040	63.00	29.02	84.69	57.46
G	DEF-ISO	2050	63.00	29.02	88.74	58.90
G	DEF-INT	2040	63.00	29.02	80.07	55.97
G	DEF-INT	2050	63.00	29.02	87.75	58.53
G	OFF-ISO	2040	63.00	29.02	78.51	55.77
G	OFF-ISO	2050	63.00	29.02	79.21	55.95
G	OFF-INT	2040	63.00	29.02	79.32	55.80
G	OFF-INT	2050	63.00	29.02	80.80	56.06

TABLE 3.27 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive G dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.092	0.000	0.067	0.159
G	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.111	0.000	0.211	0.322
G	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.094	0.000	0.048	0.142
G	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.088	0.000	0.047	0.136
G	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.202	0.000	0.293	0.494
G	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.117	0.000	0.080	0.197
G	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.099	0.000	0.069	0.168

TABLE 3.28 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive G dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.062	0.000	0.041	0.103
G	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.086	0.000	0.148	0.234
G	OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.059	0.000	0.025	0.084
G	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	0.000	0.000	0.048	0.000	0.024	0.073
G	DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.101	0.000	0.208	0.309
G	DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.346
G	OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	0.000	0.000	0.060	0.000	0.034	0.093

3.1.8 Synthèse des constats de l'étude BT/MT

1. Le besoin d'extension du réseau dans une région *deep dive* dépend,
 - (a) de la structure du réseau actuel et des réserves disponibles avant qu'une telle extension s'impose ;
 - (b) de l'évolution des profils de production et de consommation dans lesdits réseaux au fil des ans selon les scénarios d'économie énergétique.
- Au regard de l'état actuel des réseaux des régions *deep dive* sélectionnées, ceux-ci semblent globalement solides. Ils présentent toutefois quelques différences, notamment en ce qui concerne la solidité du réseau moyenne tension. Il en découle un besoin d'extension du réseau de 15 à 20% maximum par rapport au réseau existant, sur l'ensemble des régions *deep dive*.
2. Dans de nombreuses régions *deep dive*, le principal moteur de l'extension du réseau est le développement du PV, en particulier dans les scénarios défensifs.
 3. Dans les régions *deep dive* dont le principal moteur de l'extension du réseau est une forte augmentation du PV, la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques contribue à réduire les coûts d'une telle extension jusqu'à 50%. Dans ces cas de figure, l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC est moindre. Comme l'indique également la figure 3.22, en cas de limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70%, seuls quelque 4% du courant PV sont perdus. La perte s'élève à 14% pour une limitation à 50%.

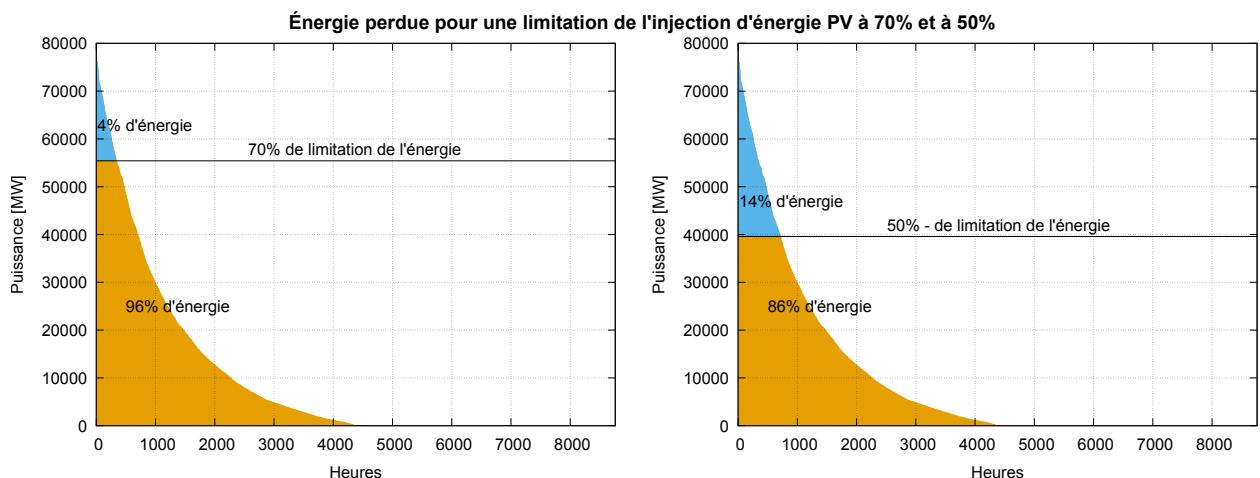


FIGURE 3.22 – Énergie perdue pour une limitation de l'injection d'énergie PV à 70% et 50%.

4. Dans les régions *deep dive* dont le principal moteur de l'extension du réseau est une électrification importante de la demande, la limitation de la puissance active contribue à réduire les coûts d'une telle extension jusqu'à 30%.
5. L'impact des scénarios d'économie énergétique sélectionnés sur les profils de production et de consommation régionalisés varie d'une région à l'autre, soulignant le caractère hétérogène des régions étudiées. Pour un même scénario d'économie énergétique, les effets seront différents dans une région caractérisée par un développement très important du PV, donc par des puissances PV de pointe élevées (p. ex. région *deep dive A*), et dans une région présentant une très forte croissance des pompes à chaleur (p. ex. région *deep dive C*). Cela signifie que, pour un même scénario d'économie énergétique, le principal moteur de l'extension du réseau peut varier d'une région à l'autre.

6. Le point commun de toutes les analyses est que les coûts de l'extension des réseaux basse tension sont sensiblement supérieurs à ceux des réseaux moyenne tension (voir figure 3.23).
7. Dans de nombreuses régions *deep dive*, la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) permet d'obtenir une réduction des investissements dans le réseau pour le NR 7 allant jusqu'à 20%.
8. L'utilisation de RONT en vue du maintien de la tension varie d'une région *deep dive* à l'autre. Les réseaux sont en effet de nature différente. À titre d'exemple, dans la région *deep dive* B, les RONT permettent de réduire de 25% les coûts de l'extension du réseau au NR7 au moyen de la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension U(U) avec consigne constante. Les économies de coûts seraient donc probablement plus importantes avec une régulation de la puissance réactive en fonction de la tension U(P).

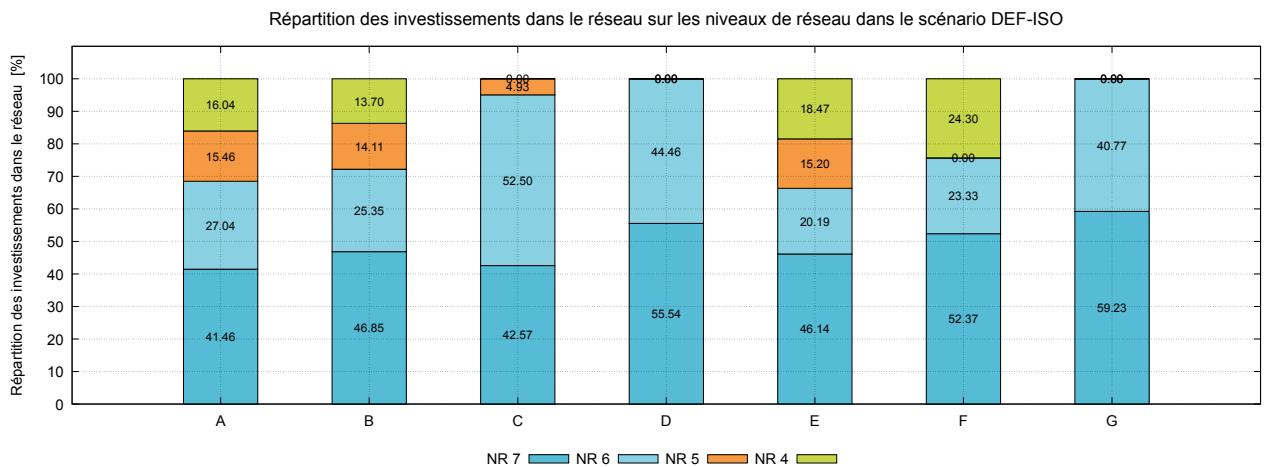


FIGURE 3.23 – Répartition des investissements dans le réseau dans le scénario DEF-ISO sur les niveaux de réseau 4-7 pour les sept régions *deep dive*.

3.2 Étude sur le réseau haute tension

Données qualitatives sur les profils régionalisés côté charge et côté production

Informations fournies par le tableau 3.29 et la figure 3.25 :

- Dans les scénarios défensifs, on observe un **développement très important du PV**. Dans le scénario DÉF-ISO, en 2050, la puissance PV de pointe s'élève à env. 9,0 GW.
- Dans tous les scénarios, la charge augmente de **60 à 80%** environ en 2050.
- Dans les scénarios défensifs, la quantité d'énergie refoulée (**CN min.**) dans le NR 1 est supérieure à celle injectée (**CN max.**)

Pour l'étude HS, on a utilisé un réseau dans lequel les mesures de réseau déjà planifiées et mises en œuvre dans les années suivantes ont été implémentées. La figure 2 présente les charges des transformateurs du NR2 et des lignes du NR3 par rapport aux injections et aux soutirages actuels du NR3 (scénario de référence) dans le flux de charge de base. La conception du réseau HT s'appuie sur la situation (R-1) (calcul de défaillance).

Aucun calcul de défaillance n'a été effectué dans le cadre de l'étude HS. Afin de représenter la situation de défaillance de manière simplifiée, on est parti de l'hypothèse selon laquelle la charge des éléments de réseau ne doit pas dépasser 80% pour que la sécurité du réseau puisse être garantie en cas de situation de défaillance. Cette hypothèse permet une estimation plausible de l'extension nécessaire du réseau.

Le réseau de transport en amont n'a pas été représenté dans l'étude HS. Pour chaque raccordement NR2, des slacks répartis ont été ajoutés afin de représenter le réseau de transport de manière simplifiée.

Besoin d'extension du réseau : résultats et constats des analyses du réseau

Les résultats quantitatifs des analyses du réseau sont présentés dans les tableaux 3.30 à 3.31. Les constats effectués sont résumés dans ce qui suit.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les variantes défensives DÉF-ISO et DÉF-INT sont celles qui impliquent le besoin le plus élevé en termes d'extension du réseau d'ici 2050 (31 millions CHF et 25 millions CHF, respectivement). Dans la présente étude, le critère (R-1) a été implicitement inclus sur la base d'une limite supérieure de charge de 80% des moyens de production. Les coûts de l'extension future du réseau peuvent être plus élevés si tous les critères nécessaires sont explicitement pris en compte, notamment des calculs (R-1) exhaustifs.
- Le besoin d'extension du réseau est très **fortement lié au PV**.
- Il concerne **en particulier le NR 2**.
- **Limitation de la puissance active côté offre** : la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70% et 50% permet de réduire les coûts de l'extension du réseau jusqu'à 40%.
- **Limitation de la puissance active côté demande** : compte tenu de la forte croissance du PV, une extension du NR 2 s'impose, d'où l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les PàC.
- **Optimisation de la consommation propre** : l'incidence de l'optimisation de la consommation propre sur l'extension du réseau nécessaire est très faible. Elle permet de réduire les coûts de l'extension du réseau d'env. 1%.

TABLE 3.29 – Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour **PV**, pour hydraulique **HYD**, électricité de base (**Basis**), pompes à chaleur (**WP**), eau chaude (**WW**), électromobilité privée (**EMP**), électromobilité commerciale (**EMK**), charge totale (**GL**), charge nette (**NL**) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour l'étude sur le réseau haute tension.

SC	Année	PV	HYD	Base	PàC	EC	EMP	EMC	CT	CN max.	CN min.
REF-REF	2018	0.64	0.00	2.04	0.68	0.29	0.00	0.00	3.17	3.13	0.73
DEF-ISO	2040	7.88	0.85	2.61	1.76	0.22	0.53	0.51	5.62	5.17	-5.83
DEF-INT	2040	6.95	0.89	2.64	1.75	0.22	0.53	0.51	5.62	5.12	-4.90
OFF-ISO	2040	5.31	0.83	2.37	1.61	0.20	0.53	0.51	5.21	4.71	-3.49
OFF-INT	2040	5.42	0.89	2.40	1.89	0.11	0.53	0.51	5.41	4.90	-3.58
DEF-ISO	2050	8.98	0.86	2.83	1.78	0.18	0.48	0.50	5.70	5.28	-6.90
DEF-INT	2050	8.44	0.84	2.91	1.81	0.18	0.48	0.50	5.81	5.30	-6.30
OFF-ISO	2050	5.21	0.87	2.48	0.89	0.18	0.48	0.50	4.79	4.36	-3.32
OFF-INT	2050	5.21	0.88	2.55	1.60	0.18	0.48	0.50	5.33	4.82	-3.32

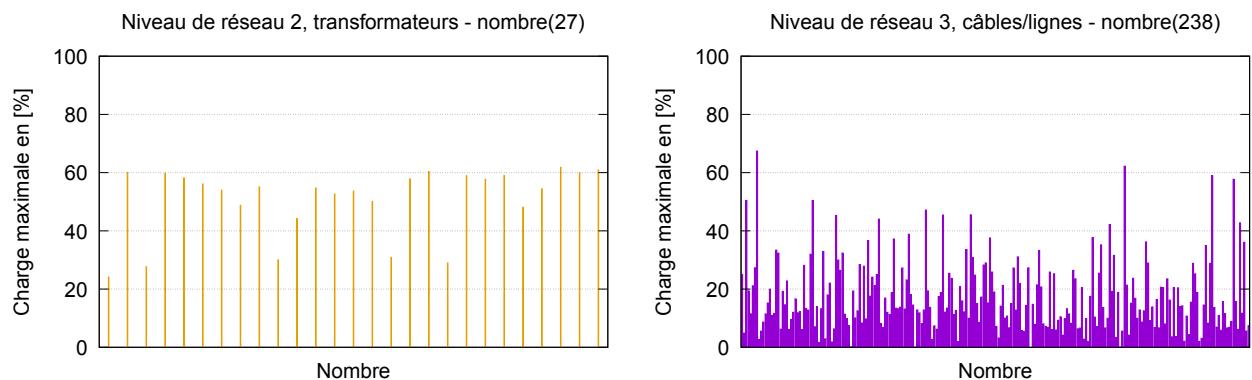


FIGURE 3.24 – Sollicitation maximale des éléments de branche du réseau haute tension pour le scénario de référence, considérée sur toute l'année.

TABLE 3.30 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour le réseau haute tension dans les scénarios pour le cas de base.

SC	Année	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	Total MCHF
DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	37	2	39
DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	41	4	45
OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	35	2	38
OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	32	1	33
DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	41	5	46
DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	46	6	52
OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	35	2	38
OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	32	1	33

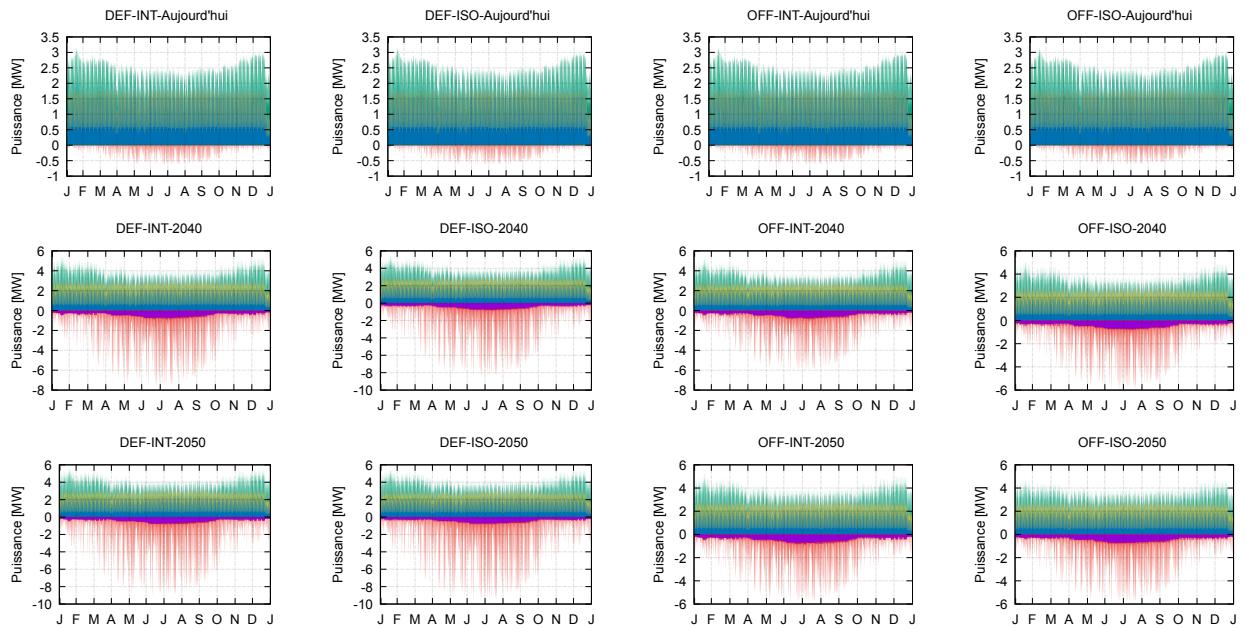


FIGURE 3.25 – Profils horaires agrégés pour **PV**, électricité de base (**base**), pompes à chaleur (**PaC**), eau chaude (**EC**), électromobilité (**EM**) et autre électromobilité (**EMA**) pour l'étude sur le réseau haute tension.

TABLE 3.31 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour le réseau haute tension dans le scénario DEF-ISO pour les scénarios concernant le réseau de distribution.

SC	Année	Scénario du réseau de distribution	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	Total MCHF
DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	46	6	52
DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	46	6	52
DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	37	3	40
DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	35	3	38
DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	46	6	52
DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PaC (RP) à 75%	46	3	49
DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	35	3	38
DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PaC	29	0	29

3.3 Extrapolation à l'échelle de la Suisse

Sélection des groupes de catégories pour les sept régions deep dive

Maintenant que les coûts annualisés de l'extension du réseau ont été déterminés pour les sept régions *deep dive* et le réseau haute tension, ceux-ci seront extrapolés à l'échelle de la Suisse suivant la méthodologie décrite à la section 2.5.3. Le groupe fédéral de catégories B, qui répartit toutes les communes suisses en neuf catégories, a été pris comme base. Ce choix est motivé par le fait que huit des neuf catégories du groupe B sont incluses dans l'étude (sur la base des sept régions *deep dive* disponibles), soit une couverture représentative. Le groupe A, constitué de trois catégories, a été jugé trop approximatif. Dans le groupe C, composé de 25 catégories, seules 17 sont représentées par les sept régions *deep dive*.

Comme indiqué à la section 2.2, le réseau haute tension de la présente étude englobe 595 communes au total. Sur la base du rapport entre la demande totale de la Suisse et de celle des 595 communes du scénario de référence, un facteur de 3,75 a été appliqué aux fins de l'extrapolation des coûts de l'extension du réseau haute tension.

Contrôle de plausibilité de l'extrapolation par comparaison des coûts du réseau avec ceux de l'étude principale

Aux fins du contrôle de plausibilité, les coûts annualisés des réseaux actuels des sept régions *deep dive* et du réseau haute tension ont été calculés et extrapolés à l'échelle de la Suisse. Les valeurs des prix unitaires et des durées d'utilisation des composantes de réseau pris en compte figurent dans le tableau 5.1, les valeurs pour le taux d'intérêt théorique ainsi que les coûts fixes d'exploitation et de maintenance appliqués ont été décrites à la section 2.5.2. Les coûts annualisés calculatoires du réseau s'élèvent à environ 7,5 milliards CHF. Les coûts annualisés du réseau calculés dans l'étude principale «Avenir énergétique 2050» [1] se montent à env. 7 milliards CHF. L'écart se monte donc à moins de 10%².

TABLE 3.32 – Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans les quatre scénarios pour le cas de base.

SC	Année	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
DEF-INT	Aujourd'hui à 2040	37	2	89	70	177	0	328	703
DEF-ISO	Aujourd'hui à 2040	41	4	89	75	187	0	357	752
OFF-INT	Aujourd'hui à 2040	35	2	50	27	126	0	211	452
OFF-ISO	Aujourd'hui à 2040	32	1	50	27	112	0	198	422
DEF-INT	Aujourd'hui à 2050	41	5	139	115	247	0	481	1028
DEF-ISO	Aujourd'hui à 2050	46	6	153	118	254	0	494	1071
OFF-INT	Aujourd'hui à 2050	35	2	50	28	134	0	234	483
OFF-ISO	Aujourd'hui à 2050	32	1	50	29	120	0	216	448

2. Dans l'étude principale, les coûts du réseau sont déterminés à l'aide de la méthode du tarif d'utilisation du réseau pour les deux pseudo-niveaux de réseau NR 13 (haute tension) et NR 47 (moyenne/basse tension), prenant en compte les deux consommateurs finaux «bâtiments» (p. ex. prosumer) et «reste» (p. ex. industrie), raccordés au NR 47. Le tarif d'utilisation du réseau retenu pour les flux d'électricité du NR 13 vers le NR 47 (bidirectionnels, donc également du NR 47 vers le NR 13) est 4 ct./kWh et 8 ct./kWh pour tous les flux du NR 47 vers les consommateurs finaux «bâtiments» et «reste» (également bidirectionnels).

TABLE 3.33 – Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution.

Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
Cas de base (80%)	46	6	153	118	254	0	494	1071
Optimisation de la consommation propre	46	6	153	118	254	0	492	1069
Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	37	3	89	70	186	0	358	743
Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	35	3	74	31	139	0	273	555
Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	46	6	153	118	254	0	491	1067
Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	46	3	153	118	245	0	470	1035
PV-70% EM-50% PàC-75%	37	1	65	69	173	0	320	665
Pas de développement PV	35	3	74	31	109	0	199	451
Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	29	0	69	30	92	0	160	379
QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	40	3	65	69	170	0	300	649

TABLE 3.34 – Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario DEF-INT pour les scénarios concernant les réseaux de distribution de base.

Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
Cas de base (80%)	41	5	139	115	247	0	481	1028
Optimisation de la consommation propre	41	5	139	115	247	0	480	1027
Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	35	3	89	69	182	0	338	715
Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	35	3	74	31	139	0	257	539
Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	41	5	139	114	248	0	481	1028
Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	41	5	139	115	238	0	459	996
PV-70% EM-50% PàC-75%	36	3	89	69	169	0	316	681
Pas de développement PV	35	3	74	32	110	0	185	439
Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	29	0	69	29	93	0	162	381
QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	34	4	65	68	167	0	300	637

TABLE 3.35 – Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario OFF-ISO pour les scénarios concernant les réseaux de distribution.

Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
Cas de base (80%)	32	1	50	29	120	0	216	448
Optimisation de la consommation propre	32	1	50	29	120	0	215	447
Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	29	1	45	27	99	0	164	365
Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	29	1	45	27	90	0	145	337
Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	32	1	50	27	119	0	213	443
Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	32	0	50	27	109	0	202	420
PV-70% EM-50% PàC-75%	28	0	45	26	85	0	148	332
Pas de développement PV	29	1	45	28	88	0	140	330
Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	21	0	45	26	74	0	122	287
QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	25	0	45	25	84	0	137	316

TABLE 3.36 – Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario OFF-INT pour les scénarios concernant les réseaux de distribution.

Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 2 MCHF	NR 3 MCHF	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
Cas de base (80%)	35	2	50	28	134	0	234	483
Optimisation de la consommation propre	35	2	50	28	134	0	232	482
Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	32	2	50	28	108	0	185	405
Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	32	2	74	28	101	0	166	403
Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	35	2	50	28	134	0	236	486
Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	32	1	50	28	121	0	216	448
PV-70% EM-50% PàC-75%	29	1	45	27	94	0	165	360
Pas de développement PV	32	2	74	28	100	0	156	393
Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	28	0	45	27	83	0	140	322
QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	28	3	45	26	91	0	155	348

Résultats et constats de l'extrapolation à l'échelle de la Suisse

Les résultats de l'extrapolation à l'échelle de la Suisse sont présentés dans les tableaux 3.32 et 3.33 à 3.36. Les constats effectués sont résumés dans ce qui suit.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les variantes **DÉF-ISO** et **DÉF-INT** impliquent des coûts d'extension du réseau deux fois plus élevés que ceux des versions **OFF-ISO** et **OFF-INT** (voir figure 3.26). Les scénarios DÉF-ISO et DÉF-INT prévoient un développement très important du PV.

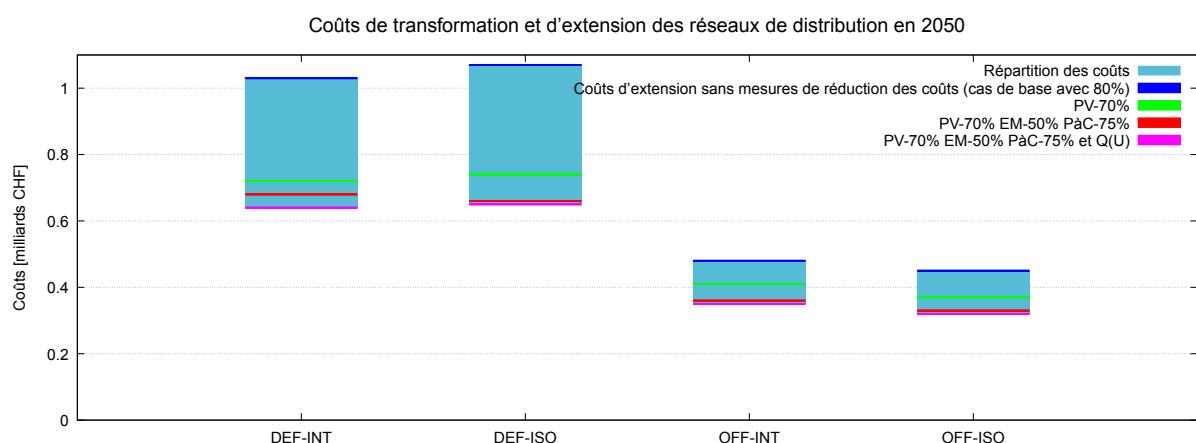


FIGURE 3.26 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.

- Parmi les scénarios d'économie énergétique, les coûts du réseau (y compris les coûts supplémentaires relatifs à l'extension du réseau) atteignent jusqu'à 8,6 milliards CHF en 2050 dans les variantes **DÉF-ISO** et **DÉF-INT**, et jusqu'à 8 milliards CHF dans les versions **OFF-ISO** et **OFF-INT** (voir figure 3.27).

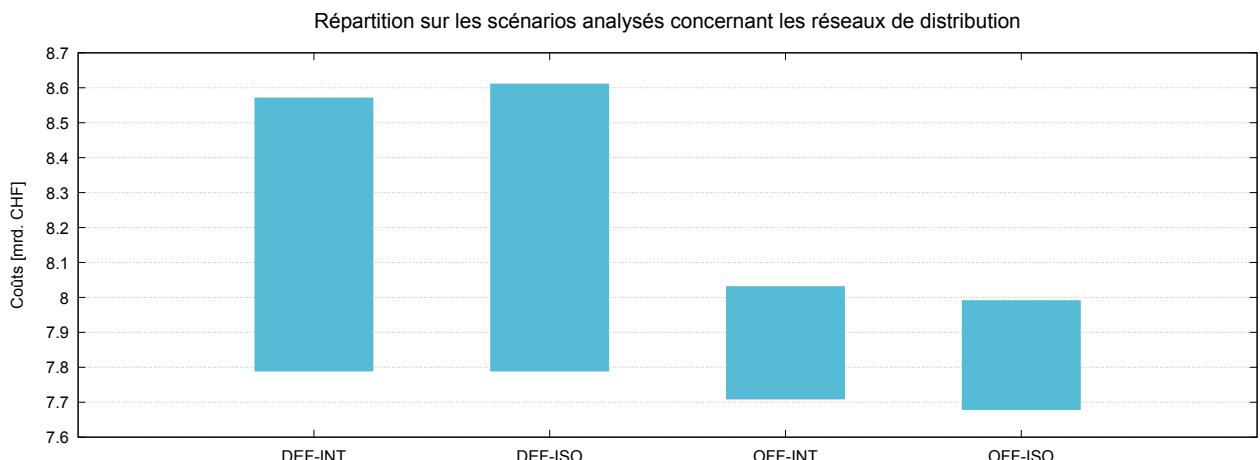


FIGURE 3.27 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.

- Le besoin d'extension du réseau est **fortement lié au PV**. Les coûts de l'extension du réseau imputables au développement du PV (voir figure 3.28 à gauche) représentent plus du double de ceux associés uniquement à l'électrification de la demande (voir figure 3.28 à droite).

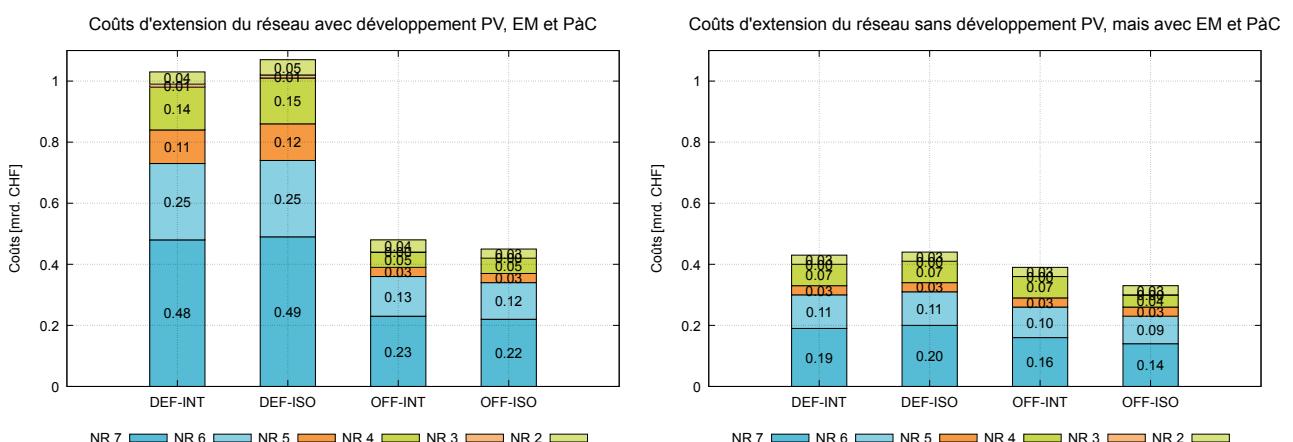


FIGURE 3.28 – Comparaison des coûts annualisés d'extension du réseau entre «avec PV et électrification de la demande» et «seulement électrification de la demande».

- Limitation de la puissance active côté offre :** dans les scénarios **DÉF-ISO et DÉF-INT**, une limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques à 70% permet de réduire les coûts de l'extension du réseau jusqu'à 30% env., et même 50% env. avec une limitation à 50% (voir figure 3.29). Dans les variantes **OFF-ISO et OFF-INT**, la réduction est nettement inférieure, le développement du PV n'étant pas le moteur principal ici.

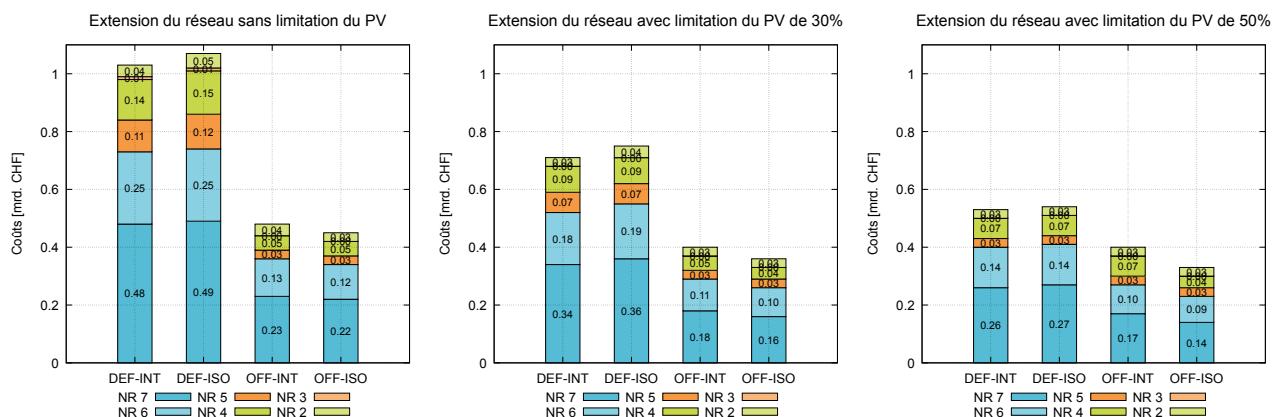


FIGURE 3.29 – Répercussion de la limitation de la puissance active côté offre sur les coûts d'extension du réseau.

- Limitation de la puissance active côté demande :** compte tenu de la forte croissance du PV dans les scénarios **DÉF-ISO et DÉF-INT**, une extension du réseau existant est nécessaire. Cela explique l'affaiblissement de l'impact de la limitation de la puissance active pour l'électromobilité et les pompes à chaleur dans ces scénarios (réduction des coûts de l'extension du réseau de seulement 3 à 4%, voir figure 3.30). Dans les scénarios **OFF-ISO et OFF-INT**, qui prévoient un développement modéré du PV, la limitation de la puissance active côté demande entraîne toutefois une réduction des coûts d'extension du réseau de 10 à 25% environ.

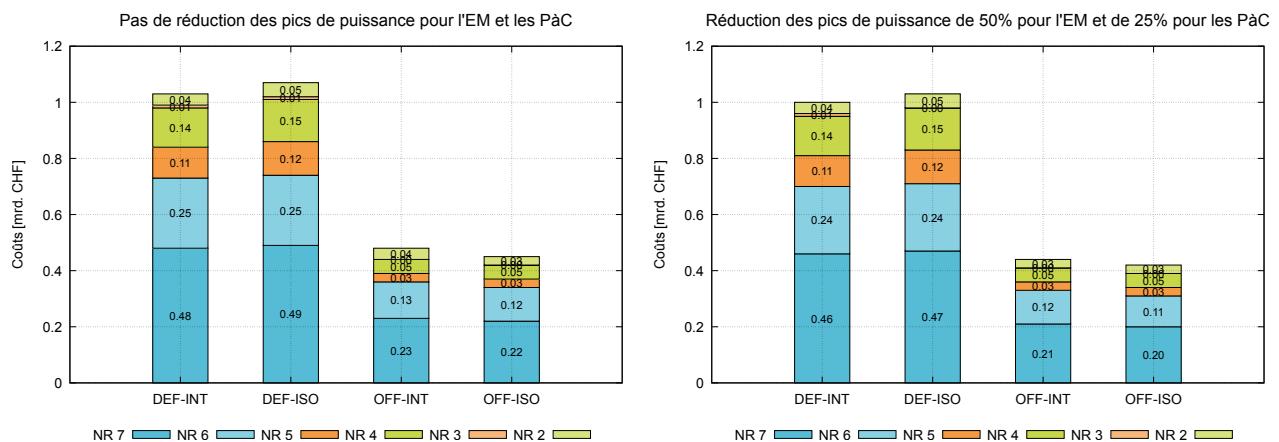


FIGURE 3.30 – Répercussion de la limitation de la puissance active côté demande sur les coûts d'extension du réseau.

- Comme indiqué précédemment à plusieurs reprises dans la partie consacrée à l'étude BT/MT pour les sept régions *deep dive*, le besoin d'extension du **réseau basse tension est nettement supérieur à celui du réseau moyenne tension** (voir figure 3.31).

La répartition du besoin d'extension du réseau est la suivante : 70% concernent les réseaux basse tension, 20% les réseaux moyenne tension, et 10% les réseaux haute tension.

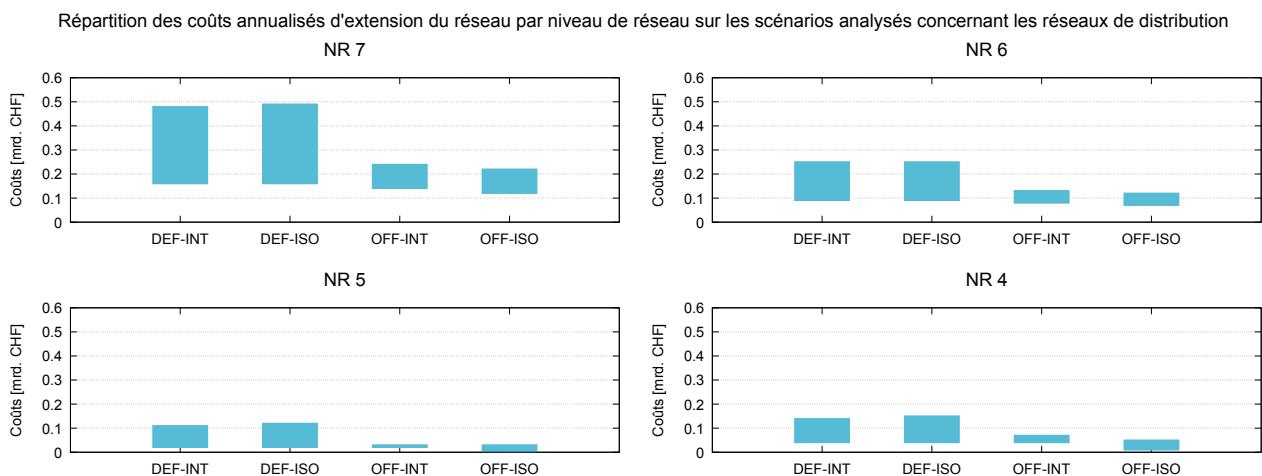


FIGURE 3.31 – Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau en BT/MT sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.

- Le réseau haute tension interrégional considéré, avec les mesures déjà prévues, est bien doté pour répondre aux futures exigences de l'approvisionnement en électricité en Suisse, telles qu'elles ont été modélisées dans l'étude «Avenir énergétique 2050». Seules des mesures ponctuelles sont requises dans le NR3 et le NR2. Dans d'autres réseaux haute tension en Suisse, les besoins d'extension pourraient être sensiblement différents. Cependant, le besoin d'extension du réseau **dans les réseaux BT et MT est nettement supérieur à celui dans les réseaux HT** (voir figure 3.32).

Les réseaux haute tension, également appelés réseaux de distribution interrégionaux, relient le réseau de transport de la Société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid (NR 1) aux réseaux de distribution du NR 5. Les réseaux haute tension s'étendent sur de grandes distances. Ils jouent ainsi un rôle d'intermédiaire important en assurant le transport interrégional en plus de la distribution d'électricité. Outre les facteurs de l'étude «Avenir énergétique 2050», les grands projets locaux (p. ex. centres de calcul, raccordement de parcs éoliens ou grands accumulateurs à batterie) se traduisent notamment par une extension supplémentaire des réseaux HT.

Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau pour NR4-7 et NR2-3 sur les scénarios analysés concernant les réseaux de distribution

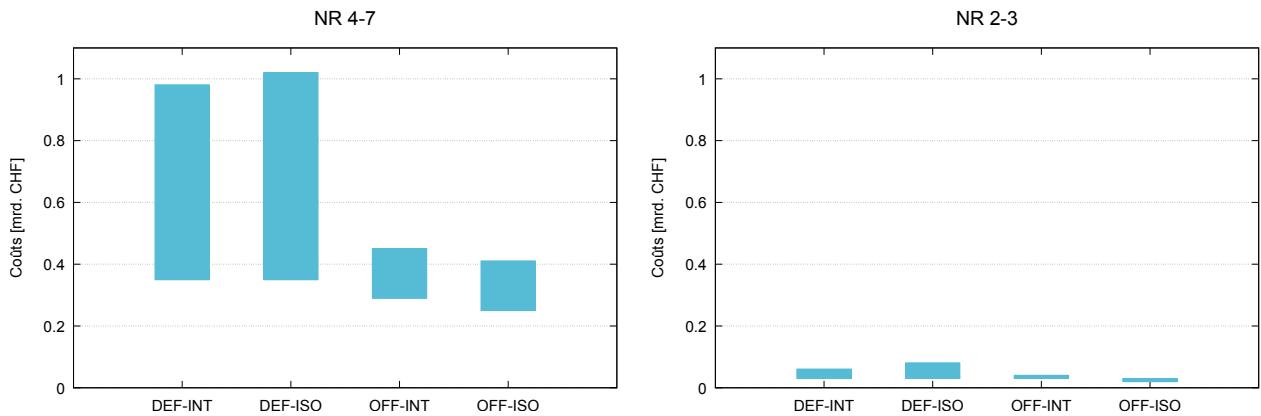


FIGURE 3.32 – Répartition des coûts d'extension du réseau par niveau de réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.

- La régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) consiste à soutenir la puissance réactive d'installations décentralisées avec convertisseurs. Elle réduit de 20% les coûts de l'extension du réseau au NR 7 (voir figure 3.33). Ces installations assurant le maintien de la tension grâce à un soutien de la puissance réactive au niveau local, elles sont plus efficaces qu'une réduction de la chute de tension le long d'une artère électrique.

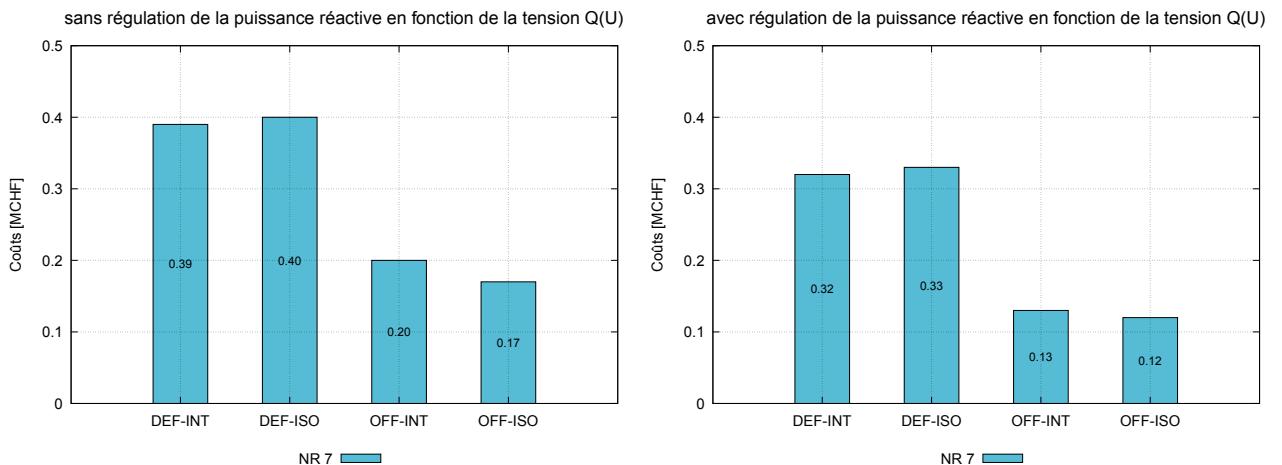


FIGURE 3.33 – Comparaison des coûts annualisés de développement du réseau en niveau de réseau (NR)7 avec et sans fonction de la tension Q(U)

- L'optimisation de la consommation propre via la combinaison d'un accumulateur à batterie domestique et d'une installation photovoltaïque semble avoir un **impact très faible sur le besoin d'extension du réseau**.

Cela s'explique d'une part par l'algorithme de charge/décharge, et d'autre part par la capacité totale de stockage des accumulateurs à batterie domestiques dans les scénarios d'économie énergétique. Au niveau national, selon les scénarios, les accumulateurs à batterie domestiques installés en 2050 (source : étude principale) représenteront entre 2200 MW (OFF-ISO) et 4400 MW (DÉF-ISO). En transposant ces chiffres aux régions *deep dive*, selon l'année et le scénario, on obtient une capacité de stockage totale installée des accumulateurs à batterie domestiques comprise entre 15 et 35 MW (voir figure 3.34). Il convient de sélectionner l'algorithme de charge/décharge des accumulateurs à batterie domestiques de façon à réduire les puissances de pointe. L'exploitation des accumulateurs à batterie domestiques peut être axée sur les besoins du réseau, afin de plafonner les pics de fourniture/d'injection et de reporter ces dernières ou de les étaler sur une plus longue période.

Comparaison des capacités des batteries au domicile et du PV dans les régions *deep dive*

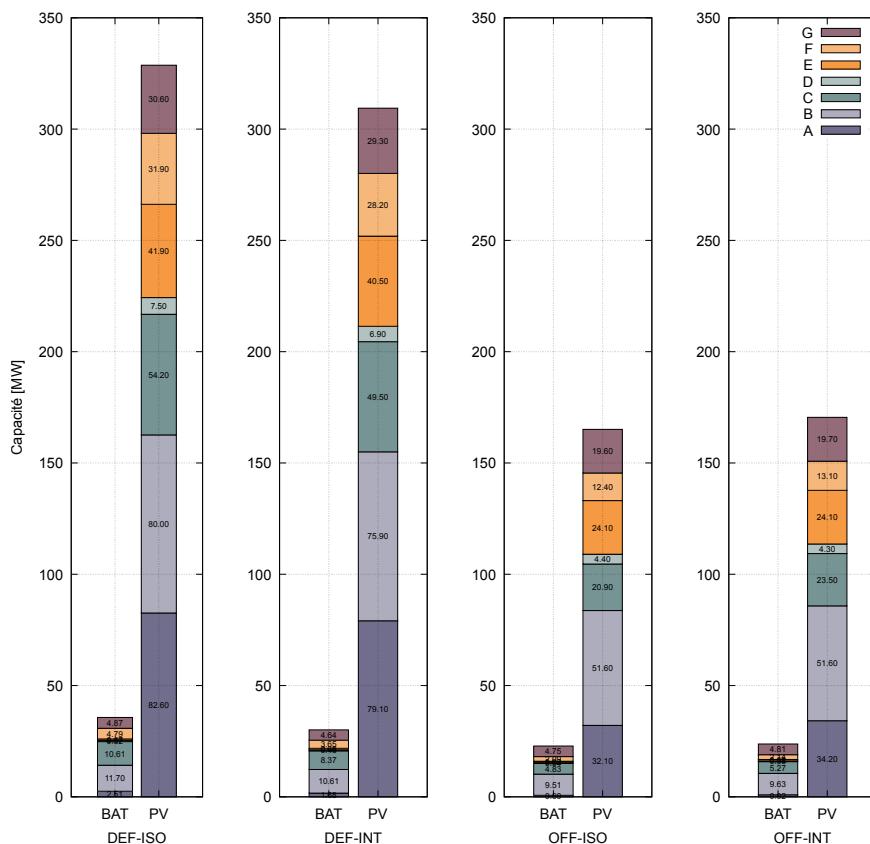


FIGURE 3.34 – Comparaison des capacités de batteries domestiques et de PV dans les régions *deep dive*.

- L'efficacité de l'utilisation de RONT varie d'une région *deep dive* à l'autre. Les réseaux sont en effet de nature très différente. À titre d'exemple, dans la région *deep dive* B, les RONT permettent de réduire de 25% les coûts de l'extension du réseau au NR 7 (voir figure 3.35), alors que leur utilisation n'a aucune incidence dans la région *deep dive* A (voir figure 3.36). Les RONT contribuent au maintien de la tension en décalant le niveau de tension vers le haut ou le bas.

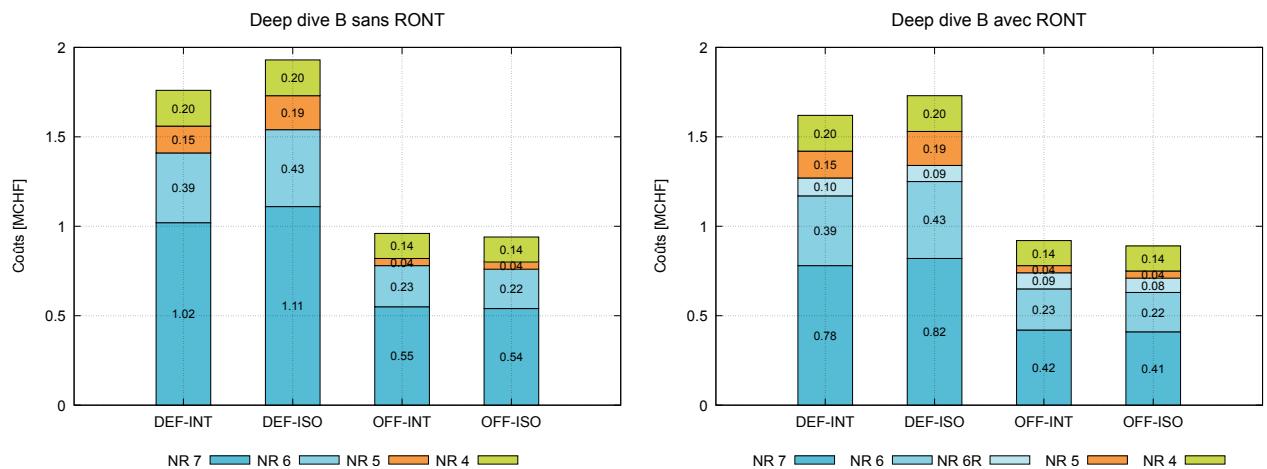


FIGURE 3.35 – Répercussion des RONT sur les coûts d'extension du réseau dans la région *deep dive* B.

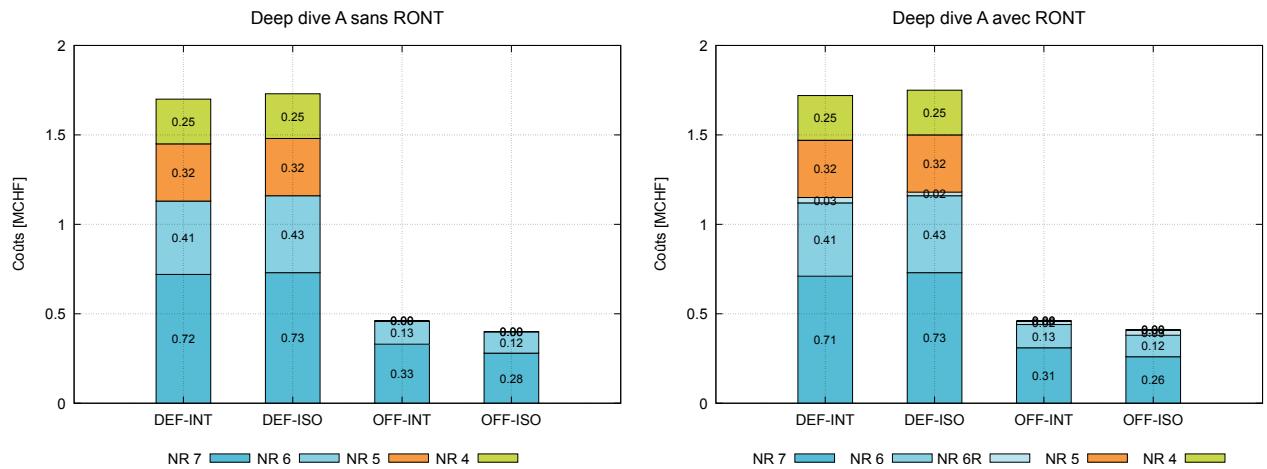


FIGURE 3.36 – Répercussion des RONT sur les coûts d'extension du réseau dans la région *deep dive* A.

- Le rôle de la sélection des régions *deep dive* :** L'état du déploiement du réseau actuel joue un rôle majeur dans la détermination du futur besoin d'extension du réseau. Comme l'indique la figure 3.23, les régions *deep dive* présentent des besoins différents en matière d'extension du réseau. Seules trois des sept régions *deep dive* (A, B et E) ont été prises en compte pour l'étude de l'impact de la sélection des régions *deep dive* sur l'extrapolation des résultats. Il ressort de la figure 3.37 que les coûts de l'extension du réseau augmentent ainsi de 40 à 50%.

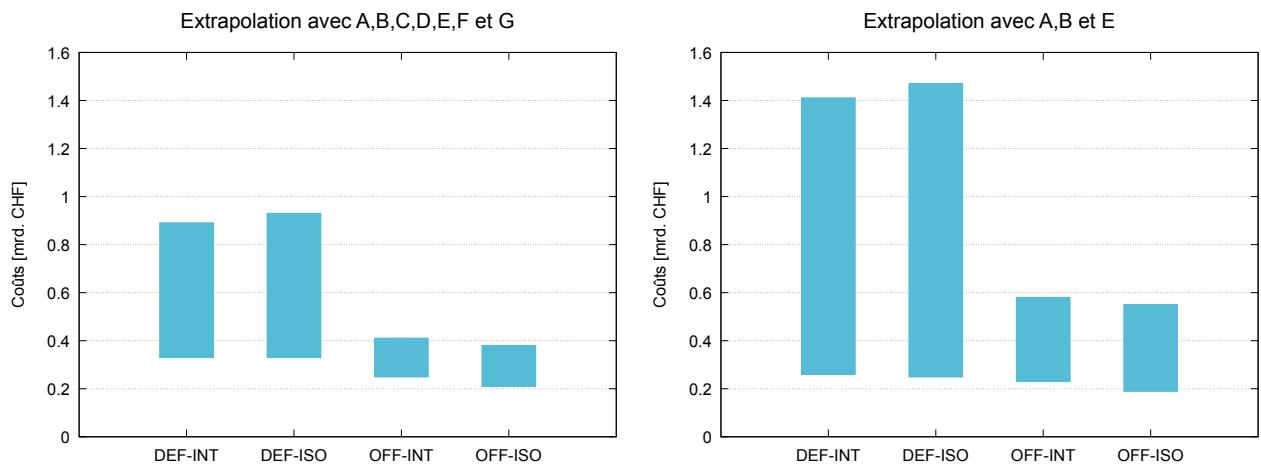


FIGURE 3.37 – Répercussion de la sélection de régions *deep dive* sur l'extrapolation des résultats.

Le besoin d'extension du réseau résultant des bâtiments nouveaux est généralement supérieur à celui découlant des bâtiments existants. Aménagés de façon plus moderne, proportionnellement, les nouveaux bâtiments sont plus équipés d'installations PV ainsi que de bornes de recharge et de pompes à chaleur. Ils contribuent ainsi nettement plus à l'accroissement de la demande et de l'électrification.

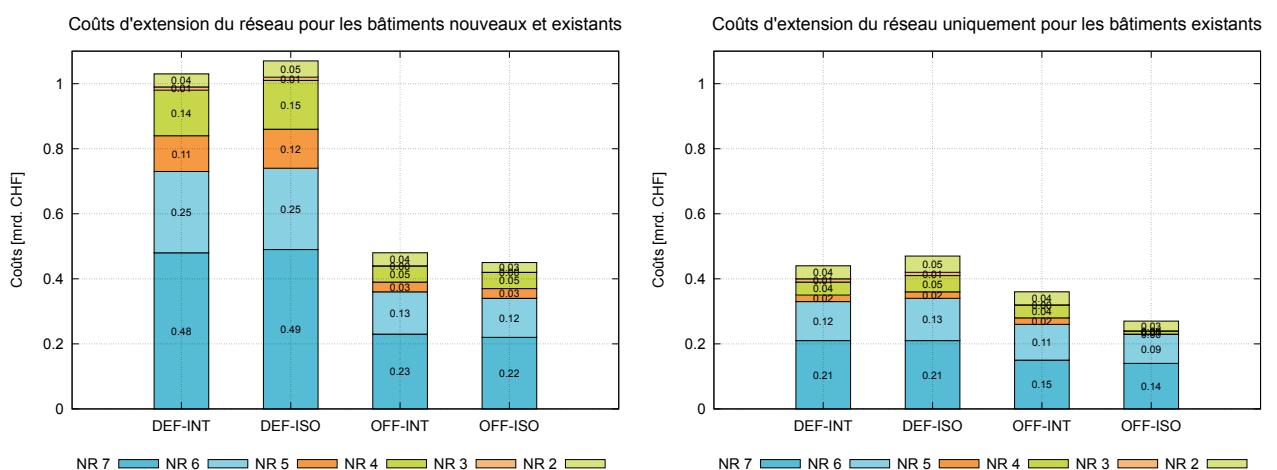


FIGURE 3.38 – Besoin d'extension du réseau suite aux bâtiments nouveaux par rapport aux bâtiments existants.

4. Conclusions

4.1 Remarques relatives à l'interprétation des résultats de l'étude

- A.1** Le scénario-cadre de la présente étude sur le réseau de distribution se base sur les quatre scénarios d'économie énergétique de l'étude principale «Avenir énergétique 2050» datant de 2022. Les hypothèses de puissance installée maximale pour le photovoltaïque sont nettement plus basses dans la présente étude que dans les scénarios des «Perspectives énergétiques 2050+» (PE 2050+) de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), respectivement 29,4 GW au maximum en 2050 dans le scénario DÉF-ISO et 44,6 GW au maximum en 2050 dans le scénario ZÉRO A des PE 2050+. De telles hypothèses tendent à réduire les besoins d'extension du réseau dans la présente étude sur le réseau de distribution.
- A.2** Dans la présente étude, les profils de charge affectés aux besoins en chaleur et à l'électromobilité ont été calculés heure par heure par l'Empa et EBP avec une ventilation statistique sur l'année et constituent une représentation réaliste des besoins en chaleur et en recharge. Un comportement de recharge extrême des voitures électriques, comme par exemple la veille des vacances scolaires, lorsque beaucoup sont amenés à recharger leurs voitures électriques sans algorithme de charge intelligent, n'est pas pris en compte par cette méthodologie. Malgré des hypothèses现实的, cela pourrait le cas échéant conduire à une sous-estimation des besoins d'extension du réseau pour l'électromobilité.
- A.3** Pour la sélection des régions *deep dive*, en termes de typologie spatiale, une distinction a été opérée entre les zones urbaines, périurbaines et rurales. En outre, diverses zones géographiques suisses ont été prises en compte afin d'obtenir une couverture optimale des zones de desserte suisses. Lors de l'extrapolation des résultats à l'échelle de la Suisse, outre la typologie des zones de desserte sélectionnées, l'état des réseaux existants aujourd'hui (réseaux actuels) joue un rôle important. Dans ce contexte, les analyses quantitatives montrent que les réseaux des régions *deep dive* sélectionnées ont tendance à être «solides», ce qui pourrait conduire à une sous-estimation des besoins d'extension du réseau lors de l'extrapolation des résultats des régions *deep dive* à l'échelle nationale. Selon des analyses de sensibilité, les coûts de l'extension du réseau sont 40 à 50% plus élevés en cas d'extrapolation sur la base de réseaux «moins solides». Les résultats de l'extrapolation à l'échelle de la Suisse peuvent donc différer substantiellement des besoins d'extension d'un réseau concret.
- A.4** Dans la présente étude, des principes relatifs à la planification du réseau tels que la sécurité (R-1) dans les réseaux moyenne tension, les mesures topologiques pour le réapprovisionnement et la réduction de la capacité de charge électrique en cas de pose parallèle de câbles, etc. ont été indirectement inclus. Ces effets ont été implicitement pris en compte dans la définition à 80% de la limite de charge supérieure pour l'extension des capacités. Si cette approche approximative parvient à refléter les coûts de l'extension du réseau de manière plausible, mais pas exacte, elle pourrait sous-estimer ou surestimer les coûts de l'extension du réseau.
- A.5** Comme expliqué dans la section 2.3.3, les réseaux basse et moyenne tension ont été analysés ensemble dans la présente étude, en supposant une plage de tension autorisée de 90-110% pour les deux niveaux de réseau. Les études qui analysent séparément les réseaux basse et moyenne tension se basent sur une plage de tension autorisée plus étroite pour les réseaux moyenne tension (p. ex. 98-106%). Il en résulte que, dans la présente étude, les coûts de l'extension du réseau pour la moyenne tension sont plus faibles que dans les analyses avec une plage de tension MT plus étroite.
- A.6** L'hypothèse selon laquelle les RONT fonctionnent avec une consigne fixe qui reste constante au fil du temps, sous-estime les avantages potentiels de ces derniers. Si les consignes de tension des RONT sont adaptées dynamiquement par le transformateur, de façon saisonnière ou en fonction de la direction et de la taille du flux de puissance, le potentiel complet des RONT peut être exploité et son utilité peut être augmentée.

4.2 Résumé des principaux constats

Les principaux résultats et constats de l'analyse effectuée sont synthétisés dans ce qui suit avec les points de discussion correspondants.³

C.1 Avec une capacité photovoltaïque installée maximale de 29,4 GW, le besoin d'extension du réseau des scénarios défensifs est nettement plus élevé que celui des scénarios offensifs, d'une capacité photovoltaïque installée maximale de 16,4 GW.

- Bien que les coûts de l'extension du réseau varient en termes absolus d'un scénario de réseau de distribution à l'autre, dans les scénarios défensifs, ils restent très supérieurs à ceux des scénarios offensifs (figure 3.26).

C.2 Les coûts supplémentaires relatifs à l'extension du réseau s'élèvent au maximum à 1,1-1,5 milliard CHF.

- Les analyses indiquent que les réseaux actuels des régions *deep dive* sélectionnées ont tendance à être «solides» et à présenter des capacités insuffisantes. Pour la sélection des régions *deep dive*, en termes de typologie spatiale, une distinction a été opérée entre les zones urbaines, périurbaines et rurales (voir tableau 2.1). En outre, diverses zones géographiques suisses ont été prises en compte afin d'obtenir une couverture optimale des zones de desserte suisses.
- L'extrapolation des résultats à l'échelle de la Suisse est donc représentative. La sélection d'autres région *deep dive* aurait toutefois conduit à des constats différents. Une région région *deep dive* avec un «réseau actuel moins solide» entraînerait des coûts d'extension du réseau plus élevés. Toutefois, le rapport relatif entre les coûts d'extension du réseau d'un scénario d'économie énergétique à l'autre présenterait la même tendance (voir C.1).

C.3 Les coûts de l'extension des réseaux basse tension sont supérieurs à ceux des réseaux moyenne tension, à leur tour plus élevés que ceux des réseaux haute tension.

- L'électrification de la demande et de la production décentralisée avec des installations photovoltaïques concerne majoritairement les réseaux basse tension.
- Globalement, la simultanéité baisse avec le nombre de charges (p. ex. les bornes de recharge, voir section 2.2.2 ou les pompes à chaleur, voir section 2.2.1) Cette observation vaut également pour les niveaux de réseau supérieurs.

C.4 Dans les scénarios défensifs, dont la capacité photovoltaïque installée maximale atteint 29,4 GW, le besoin d'extension du réseau est très fortement lié au PV.

- Les scénarios défensifs prévoient une extension très importante du PV. Dans les régions *deep dive*, la quantité d'énergie refoulée dans le niveau de réseau supérieur est élevée, plus importante que l'énergie injectée (en cas de forte de charge).
- De façon générale, la simultanéité des installations PV est également plus élevée que les charges, ce qui renforce l'effet des capacités PV élevées sur la charge et l'extension du réseau.

3. Dans la liste, la lettre «C.» désigne les conclusions.

C.5 La gestion de l'injection par les installations PV est une mesure efficace : une limitation à 70% permettrait par exemple une réduction du besoin d'extension du réseau pouvant aller jusqu'à 30%. L'effet de réduction des coûts est particulièrement important dans les scénarios défensifs. Par ailleurs, appliquer une limitation plus forte permet de réduire encore davantage les coûts d'extension du réseau.

- Dans les scénarios défensifs, le principal moteur de l'extension du réseau est le développement du PV. Par conséquent, la limitation d'injection réseau par les installations photovoltaïques contribue à réduire les coûts de l'extension du réseau.
- Dans les zones de desserte où le moteur principal est le développement du PV, l'impact de la limitation de la puissance active côté demande (consécutive à des reports de charge, voir C.6) est atténué. Cela s'explique par le fait que le réseau a déjà dû être étendu en raison du développement de cette technologie.

C.6 La limitation de la puissance active côté demande par un report ou une réduction de la charge peut permettre de réduire le besoin d'extension du réseau jusqu'à 25%, notamment dans les scénarios offensifs.

- Dans les zones de desserte où le principal moteur est l'électrification de la demande, l'impact de la limitation de la puissance active côté demande, essentiellement via des reports de consommation de chauffage, est plus notable.

C.7 Les transformateurs réglables de réseau local (RONT) constituent une aide en cas de problèmes de tension, mais ne peuvent pas résoudre tous les problèmes en la matière.

- Les RONT permettent de résoudre les problèmes de tension dans une plage de tension restreinte uniquement.
- Les RONT décalent la tension dans son ensemble dans la zone de desserte partielle correspondante du réseau basse tension. Ils ont donc peu d'influence sur les différences de tension au sein de ce dernier.

C.8 La régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) favorise le maintien de la tension dans les réseaux basse tension, réduisant ainsi le besoin d'extension.

- Le soutien de la puissance réactive des installations décentralisées dans les réseaux basse tension permet de réguler ponctuellement la tension dans une artère électrique, donc de réduire les écarts de tension dans celle-ci.

C.9 Une estimation réaliste du besoin d'extension du réseau implique de disposer de modèles réalistes, représentant suffisamment bien l'état actuel des réseaux.

- Les analyses s'appuyant sur des réseaux, non pas réels mais synthétiques, peuvent sous-estimer ou surestimer le besoin d'extension du réseau.
- Une représentation réaliste de l'état actuel d'un réseau est déterminante pour établir le besoin d'extension du réseau.

C.10 Une extrapolation réaliste à l'échelle de la Suisse des résultats concernant des zones de desserte individuelles implique la sélection de zones de desserte représentatives suffisamment diversifiées.

- Les analyses montrent que, selon les régions *deep dive*, le besoin d'extension du réseau ne dépend pas uniquement du caractère urbain, périurbain ou rural de la région en question. Il est également lié de façon notable à l'état actuel du réseau et à la manière dont les évolutions attendues selon les scénarios dans les régions *deep dive* se reflètent dans la demande et l'offre.

4.3 Recommandations qui en découlent

E.1 La gestion de l'énergie injectée par les installations photovoltaïques est une méthode efficace de réduction des coûts de l'extension du réseau (voir conclusion C.5)).

En ce qui concerne les installations photovoltaïques, la gestion de l'énergie injectée constitue une méthode simple et pragmatique de réduction des coûts de l'extension du réseau. Une limitation de la puissance installée des installations photovoltaïques à 70%, par exemple, réduit le besoin d'extension du réseau de 30%. En moyenne, seuls 4% de l'énergie produite est perdue. Cette dernière n'est toutefois pas nécessairement perdue : elle peut aussi être consommée et/ou stockée au niveau local (derrière le CR).

E.2 La réduction et le report de la charge via l'adaptation des comportements des clients et une automatisation intelligente des bâtiments est une mesure efficace de réduction des besoins d'extension du réseau.

Exercer une influence sur les comportements des clients par le biais de tarifs et de solutions d'automatisation intelligentes des bâtiments a un impact majeur sur les coûts d'extension du réseau.

E.3 Les installations photovoltaïques, bornes de recharge et pompes à chaleur doivent être équipées d'un système de régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) afin de favoriser le maintien de la tension.

Le soutien de la puissance réactive des installations décentralisées contribue au maintien de la tension et peut être combiné avec l'utilisation de RONT.

4.4 Mise en contexte des résultats de l'étude

Dans cette section, les résultats et constats de la présente étude sur les réseaux de distribution sont placés dans le contexte actuel et mis en corrélation avec deux études thématiques menées ces dernières années :

- (*Étude sur les effets d'une électrification poussée et d'un développement électrique massif des énergies renouvelables sur le réseau suisse de transport de l'électricité*, [22] disponible en allemand avec résumé en français), commandée par l'Office fédéral de l'énergie (étude de l'OFEN sur les réseaux de distribution). Date : 2022
- *Impact de la transition énergétique sur les réseaux de distribution suisses*, en allemand uniquement de BKW Énergie SA (étude de BKW sur les réseaux de distribution, seule une version abrégée avec les principaux constats étant disponible au moment de la rédaction du présent document). Date : 2023

Les résultats de l'étude de l'AES sur les réseaux de distribution sont brièvement comparés avec les autres études d'après les aspects ci-après.

1. **Besoin d'extension du réseau** : Dans l'étude de l'AES sur les réseaux de distribution, les coûts d'extension du réseau sont moins élevés que dans l'étude correspondante de l'OFEN. Les raisons peuvent être résumées comme suit :

- Dans l'étude de l'AES sur le réseau de distribution, la puissance photovoltaïque installée est plus faible que dans l'étude de l'OFEN sur le réseau de distribution, qui prend comme base les «Perspectives énergétiques 2050+» (PE 2050+). À titre de comparaison, les hypothèses de puissance installée maximale pour le photovoltaïque dans l'étude de l'AES sur le réseau de distribution (29,36 GW au maximum

en 2050 dans le scénario DÉF-ISO) sont nettement plus basses que dans les PE 2050+ (44,6 GW au maximum en 2050 dans le scénario ZÉRO A). Pour conséquent, le besoin d'extension du réseau est moins important dans l'étude de l'AES sur le réseau de distribution que dans celle de l'OFEN.

- L'étude de l'AES sur le réseau de distribution s'appuie sur des zones de desserte réelles (régions *deep dive*), qui ont tendance à être des réseaux «solides». Cette approche offre une représentation réaliste des structures de réseau existantes et courantes, tout en englobant les réserves correspondantes, à constituer dans la pratique pour assurer une exploitation sûre du réseau, mais aussi parfois des réserves pour la croissance future prévue de la demande et de l'offre. L'étude de l'OFEN sur les réseaux de distribution porte sur des réseaux synthétiques assurant l'approvisionnement, ne représentant que de façon approximative l'état réel des réseaux actuels. Par conséquent, un réseau actuel «solide» (approche de l'AES) tend à nécessiter moins d'investissements qu'un réseau actuel synthétique «moins solide» (approche de l'OFEN) pour assurer sa mission d'approvisionnement à l'avenir (p. ex. à l'horizon 2050).
 - L'étude de l'AES sur les réseaux de distribution détermine le besoin d'extension du réseau sur la base d'une méthodologie détaillée, selon laquelle les profils de charge affectés aux besoins en chaleur et à l'électromobilité sont calculés heure par heure, avec une ventilation statistique sur l'année. Ils sont également évalués heure par heure dans l'analyse des flux de charge. L'analyse des flux de charge utilise des réseaux basse et moyenne tension couplés. L'étude de l'OFEN sur les réseaux de distribution suit une approche méthodologique différente, qui consiste à utiliser différents facteurs de simultanéité pour divers types de charge et niveaux de réseau, avec pour objectif de refléter le pire scénario. Dans cette étude, cela se traduit par un besoin d'extension du réseau plus élevé en termes qualitatifs.
2. ***Coûts de l'extension du réseau*** : dans l'étude sur les réseaux de distribution de l'AES, les coûts de l'extension du réseau sont annualisés comme dans l'étude principale «Avenir énergétique 2050». Les coûts annualisés de l'extension du réseau dépendent de plusieurs paramètres de coût, notamment les tarifs unitaires appliqués par niveau de réseau, différenciés par type d'installation, cycles de remplacement et moyen d'exploitation, méthodologie d'extension et d'augmentation des capacités du réseau, taux d'intérêt théorique, facteur de coût d'exploitation, etc. Les trois études utilisent des hypothèses différentes pour ces paramètres. Par conséquent, une comparaison directe des coûts de l'extension du réseau est exclue. Dans l'étude de l'AES, les coûts de l'extension du réseau sont inférieurs à ceux de l'étude de l'OFEN sur les réseaux de distribution, essentiellement pour les raisons décrites au point 1.
 3. ***Principal moteur du besoin d'extension du réseau*** : Selon les scénarios d'économie énergétique, dans de nombreux cas, le principal moteur de l'extension du réseau est le développement du PV dans l'étude sur les réseaux de distribution de l'AES. Ce constat est étayé par l'étude sur le réseau de distribution de BKW, mais pas explicitement confirmé par celle de l'OFEN.
 4. ***Le rôle de la gestion de l'injection d'énergie PV*** : les trois études sur les réseaux de distribution s'accordent sur le constat du rôle de la gestion de l'énergie injectée par les installations photovoltaïques, décrite comme une mesure efficace de réduction du besoin d'extension du réseau.
 5. ***Le rôle de la limitation de la puissance active côté demande via report ou une réduction de la charge*** : dans les scénarios offensifs, les études sur le réseau de distribution de l'AES, de l'OFEN et de BKW se rejoignent sur le constat du rôle de la réduction et du report de la charge via l'adaptation des comportements des clients et une automatisation intelligente des bâtiments, décrite comme une mesure efficace de réduction du besoin d'extension du réseau.
 6. ***Le rôle des RONT*** : les études sur le réseau de distribution de l'AES et de BKW concordent quant au rôle limité attribué aux RONT dans la réduction du besoin d'extension du réseau liée au maintien de la tension. Dans la présente étude sur les réseaux de distribution de l'AES, cela doit être mis sur le compte du fait que l'utilisation

actuelle de RONT a été optimisée avec une consigne de tension fixe pour l'exploitation principalement sensible à la charge.

5. Anhang

5.1 Paramétrage des scénarios pour le réseau de distribution

Afin de quantifier l'incidence sur le besoin d'extension du réseau de la **limitation de la puissance active côté offre et côté demande, en tant qu'option de flexibilité**, les scénarios suivants ont été définis pour les réseaux de distribution.

scénarios de réseau de distribution	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Cas de base	100	100	100	0	0	1
• Limitation de l'injection PV à 70%	70	100	100	0	0	1
• Limitation de l'injection PV à 50%	50	100	100	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques	100	50	100	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 75% grâce au report des besoins de charge domestiques	100	75	100	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique	100	100	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques	100	50	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique	100	50	75	0	0	1
• Limitation de l'injection PV à 70%	70	50	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques	100	50	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique	100	50	75	0	0	1
• Limitation de l'injection PV à 50%	50	50	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques	100	50	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique	100	50	75	0	0	1

Pour pouvoir différencier i) la part du besoin d'extension du réseau imputable uniquement à l'électrification de la demande et ii) l'étendue de la limitation de la puissance active côté demande, en tant qu'option de flexibilité, susceptible de réduire ledit besoin, le **développement du PV a été ignoré**, et les scénarios suivants ont été définis pour les réseaux de distribution.

Scénarios de réseau de distribution	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Pas de flexibilité du côté de la demande	0	100	100	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 75% grâce au report des besoins de charge domestiques	0	75	100	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques	0	50	100	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique	0	100	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 75% grâce au report des besoins de charge domestiques	0	75	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique	0	75	75	0	0	1

Scénarios de réseau de distribution	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques	0	50	75	0	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique						

Enfin, dans le but de quantifier l'influence de la **régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U)** de différents types d'installations décentralisées (PV, bornes de recharge, pompes à chaleur), les scénarios suivants ont été définis pour les réseaux de distribution.

Scénarios de réseau de distribution	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Pas de réduction des pics de puissance • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les installations PV	100	100	100	1	0	1
• Limitation de l'injection PV à 70% • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les installations PV	70	100	100	1	0	1
• Limitation de l'injection PV à 50% • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les installations PV	50	100	100	1	0	1
• Pas de réduction des pointes de puissance • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les bornes de recharge	100	100	100	2	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 75% grâce au report des besoins de charge domestiques • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les bornes de recharge	100	75	100	2	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les bornes de recharge	100	50	100	2	0	1
• Pas de réduction des pointes de puissance • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les pompes à chaleur	100	100	100	4	0	1
• Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les pompes à chaleur	100	100	75	4	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques • Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les bornes de recharge et les pompes à chaleur	100	50	75	6	0	1
• Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques • Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les installations PV, les bornes de recharge et les pompes à chaleur	100	50	75	7	0	1

Scénarios de réseau de distribution	PV	EM	WP	QU	RT	NB
<ul style="list-style-type: none"> • Limitation de l'injection PV à 70% • Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques • Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les installations PV, les bornes de recharge et les pompes à chaleur 	70	50	75	7	0	1
<ul style="list-style-type: none"> • Limitation de l'injection PV à 50% • Réduction des pics de puissance pour l'électromobilité à 50% grâce au report des besoins de charge domestiques • Réduction des pics de puissance pour les pompes à chaleur à 75% grâce au report des besoins de chauffage électrique • Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) pour les installations PV, les bornes de recharge et les pompes à chaleur 	50	50	75	7	0	1

5.2 Liste des composantes pour l'extension du réseau

Catégorie	I _{max} [A]	Unité	Coupe transversale [mm ²]	Durée d'utilisation [Année]	Coûts [CHF]	Rural	Périurbain	Urbain
câbles et lignes								
lignes haute tension (HT) (NR3) - Al3	810	km	400	80	450'000			
câbles basse tension (BT) 25 Cu	119	km	25	35	15'000			
câbles BT 50 Cu	175	km	50	35	25'000			
câbles BT 95 Cu	266	km	95	35	40'000			
câbles BT 150 Cu	344	km	150	35	55'000			
câbles BT 240 Cu	459	km	240	35	95'000			
câbles BT 300 Cu (monoconducteur)	559	km	300	35	110'000			
câbles BT 35 Al	107	km	35	35	10'000			
câbles BT 95 Al	203	km	95	35	20'000			
câbles BT 150 Al	266	km	150	35	25'000			
câbles BT 240 Al	360	km	240	35	35'000			
câbles moyenne tension (MT) 150 Cu	380	km	150	35	75'000			
câbles MT 240 Cu	497	km	240	35	95'000			
câbles MT 300 Cu	560	km	300	35	130'000			
câbles MT 95 Al	234	km	95	35	25'000			
câbles MT 150 Al	298	km	150	35	30'000			
câbles MT 240 Al	394	km	240	35	45'000			
câbles MT 400 Al	509	km	400	35	60'000			
câbles HT 240 Cu	590	km	240	35	280'000			
câbles HT 400 Cu	767	km	400	35	350'000			
câbles HT 500 Cu	875	km	500	35	350'000			
câbles HT 630 Cu	1001	km	630	35	450'000			
câbles HT 800 Al	905	km	800	35	350'000			
Transformateurs								
16/0.4 kV 160 kVA		pièce	160	35	25'000			
16/0.4 kV 250 kVA		pièce	250	35	30'000			
16/0.4 kV 400 kVA		pièce	400	35	33'000			
16/0.4 kV 630 kVA		pièce	630	35	36'000			
16/0.4 kV 1000 kVA		pièce	1'000	35	40'000			
16/0.4 kV 1250 kVA		pièce	1'250	35	50'000			
50/13 kV transformateurs, 25 MVA		pièce	25'000	35	800'000			
50/13 kV transformateurs, 40 MVA		pièce	40'000	35	1'200'000			
60/21 kV transformateurs, 31 MVA		pièce	31'000	35	1'200'000			
125/21 kV transformateurs, 25 MVA		pièce	25'000	35	1'500'000			
125/21 kV transformateurs, 50 MVA		pièce	50'000	35	1'800'000			
220/50 kV transformateurs, 100 MVA		pièce	100'000	35	1'900'000			
220/125 kV transformateurs, 160 MVA		pièce	160'000	35	2'600'000			
220/125 kV transformateurs, 250 MVA		pièce	250'000	35	3'300'000			
Construction, technique et autre								
Tracé câbles BT		km		55		150'000	350'000	600'000
Tracé câbles MT		km		55		150'000	450'000	600'000
Tracé câbles HT		km		55		500'000	750'000	1'000'000
RONT au lieu de transformateur		△ pièce		35	20'000			
Champ HT		pièce			300'000			
Station de transformation bâtiment indépendant		pièce		45	60'000			
Station de transformation technique		pièce		25	30'000			
Cabines de distribution		pièce		35	15'000			

TABLE 5.1 – Composants, et leurs coûts pour l'extension du réseau

5.3 Tableaux supplémentaires sur les résultats Deep-Dive

5.3.1 Région deep-dive A

TABLE 5.2 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.372	0.359	0.627	0.000	0.962	2.320
A	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.372	0.359	0.627	0.000	0.957	2.315
A	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.122	0.317	0.407	0.000	0.684	1.529
A	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.030	0.260	0.000	0.466	0.756
A	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.372	0.359	0.627	0.000	0.953	2.311
A	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.372	0.359	0.624	0.000	0.919	2.273
A	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.122	0.317	0.404	0.000	0.632	1.474
A	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.029	0.129	0.000	0.303	0.461
A	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.028	0.124	0.000	0.248	0.400
A	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.372	0.359	0.627	0.008	0.962	2.328
A	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.122	0.317	0.404	0.000	0.633	1.475

TABLE 5.3 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.251	0.319	0.427	0.000	0.729	1.726
A	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.319	0.427	0.000	0.724	1.721
A	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.278	0.261	0.000	0.445	0.984
A	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.010	0.185	0.000	0.343	0.538
A	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.319	0.427	0.000	0.729	1.726
A	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.319	0.426	0.000	0.727	1.723
A	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.278	0.260	0.000	0.438	0.976
A	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.004	0.076	0.000	0.203	0.284
A	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.002	0.072	0.000	0.200	0.274
A	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.251	0.319	0.427	0.021	0.729	1.747
A	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.278	0.257	0.000	0.420	0.955

TABLE 5.4 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.359	0.613	0.000	0.948	2.170
A	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.359	0.613	0.000	0.947	2.169
A	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.122	0.317	0.394	0.000	0.649	1.481
A	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.029	0.263	0.000	0.426	0.718
A	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.359	0.613	0.000	0.948	2.170
A	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.359	0.609	0.000	0.925	2.144
A	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.122	0.317	0.390	0.000	0.633	1.462
A	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.029	0.134	0.000	0.274	0.437
A	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.028	0.126	0.000	0.261	0.416
A	DEF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.359	0.613	0.008	0.948	2.178
A	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.122	0.317	0.387	0.000	0.652	1.478

TABLE 5.5 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.251	0.319	0.414	0.000	0.715	1.699
A	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.319	0.414	0.000	0.709	1.694
A	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.278	0.250	0.000	0.428	0.956
A	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.010	0.185	0.000	0.342	0.537
A	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.319	0.414	0.000	0.711	1.695
A	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.319	0.414	0.000	0.709	1.694
A	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.278	0.249	0.000	0.440	0.967
A	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.002	0.073	0.000	0.207	0.282
A	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.002	0.072	0.000	0.206	0.280
A	DEF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.319	0.414	0.028	0.715	1.727
A	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.278	0.250	0.000	0.421	0.948

TABLE 5.6 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.015	0.215	0.000	0.390	0.620
A	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.015	0.215	0.000	0.389	0.619
A	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.015	0.147	0.000	0.308	0.470
A	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.015	0.131	0.000	0.274	0.420
A	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.014	0.215	0.000	0.390	0.620
A	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.015	0.208	0.000	0.386	0.608
A	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.012	0.135	0.000	0.300	0.447
A	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.020	0.126	0.000	0.246	0.393
A	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.012	0.114	0.000	0.230	0.356
A	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.015	0.215	0.015	0.390	0.635
A	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.012	0.132	0.000	0.303	0.447

TABLE 5.7 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.002	0.118	0.000	0.283	0.402
A	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.002	0.118	0.000	0.281	0.401
A	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.002	0.093	0.000	0.230	0.325
A	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.002	0.082	0.000	0.229	0.314
A	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.001	0.115	0.000	0.264	0.379
A	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.002	0.109	0.000	0.241	0.352
A	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.084	0.000	0.180	0.264
A	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.002	0.073	0.000	0.184	0.259
A	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.064	0.000	0.135	0.199
A	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.002	0.118	0.026	0.262	0.408
A	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.173	0.254

TABLE 5.8 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.015	0.235	0.000	0.430	0.679
A	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.015	0.235	0.000	0.428	0.678
A	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.015	0.151	0.000	0.337	0.503
A	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.015	0.132	0.000	0.314	0.460
A	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.014	0.235	0.000	0.430	0.679
A	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.015	0.231	0.000	0.427	0.673
A	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.013	0.145	0.000	0.326	0.484
A	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.020	0.127	0.000	0.239	0.386
A	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.013	0.120	0.000	0.246	0.379
A	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.015	0.235	0.010	0.430	0.689
A	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.012	0.145	0.000	0.347	0.504

TABLE 5.9 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.002	0.133	0.000	0.333	0.467
A	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.002	0.133	0.000	0.331	0.466
A	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.002	0.094	0.000	0.279	0.375
A	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.002	0.082	0.000	0.268	0.352
A	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.002	0.133	0.000	0.320	0.454
A	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.002	0.130	0.000	0.295	0.426
A	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.001	0.088	0.000	0.245	0.334
A	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.002	0.069	0.000	0.196	0.267
A	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.001	0.066	0.000	0.168	0.234
A	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.002	0.133	0.024	0.312	0.471
A	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.201	0.289

5.3.2 Région deep-dive B

TABLE 5.10 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive B dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.306	0.316	0.567	0.000	1.048	2.238
B	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.306	0.316	0.567	0.000	1.040	2.229
B	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.202	0.125	0.399	0.000	0.748	1.474
B	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.202	0.106	0.287	0.000	0.517	1.111
B	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.306	0.315	0.567	0.000	1.048	2.237
B	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.306	0.316	0.563	0.000	1.012	2.198
B	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.202	0.124	0.371	0.000	0.696	1.394
B	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.202	0.106	0.198	0.000	0.371	0.876
B	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.137	0.097	0.157	0.000	0.388	0.779
B	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.306	0.316	0.567	0.071	0.923	2.184
B	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.202	0.124	0.381	0.000	0.536	1.244

TABLE 5.11 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive B dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.202	0.191	0.426	0.000	1.107	1.926
B	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.202	0.191	0.426	0.000	1.104	1.923
B	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.137	0.072	0.273	0.000	0.850	1.332
B	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.137	0.036	0.183	0.000	0.640	0.996
B	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.202	0.191	0.426	0.000	1.101	1.920
B	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.202	0.191	0.413	0.000	1.063	1.869
B	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.072	0.253	0.000	0.785	1.247
B	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.137	0.036	0.096	0.000	0.583	0.853
B	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.097	0.036	0.074	0.000	0.542	0.749
B	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.202	0.191	0.426	0.089	0.819	1.727
B	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.072	0.242	0.000	0.430	0.881

TABLE 5.12 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.306	0.279	0.542	0.000	0.994	2.122
B	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.306	0.279	0.542	0.000	0.988	2.117
B	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.202	0.121	0.388	0.000	0.707	1.418
B	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.202	0.105	0.281	0.000	0.505	1.093
B	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.306	0.278	0.542	0.000	0.989	2.116
B	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.306	0.279	0.532	0.000	0.961	2.079
B	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.202	0.115	0.360	0.000	0.679	1.357
B	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.202	0.106	0.204	0.000	0.379	0.891
B	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.137	0.091	0.157	0.000	0.392	0.778
B	DEF-INT	2050	avec RONT	0.306	0.279	0.542	0.076	0.885	2.089
B	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.202	0.113	0.369	0.000	0.523	1.207

TABLE 5.13 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.202	0.151	0.394	0.000	1.023	1.770
B	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.202	0.151	0.394	0.000	1.021	1.768
B	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.137	0.048	0.250	0.000	0.770	1.204
B	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.137	0.036	0.171	0.000	0.655	0.999
B	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.202	0.151	0.394	0.000	1.017	1.764
B	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.202	0.151	0.381	0.000	0.974	1.708
B	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.048	0.230	0.000	0.691	1.106
B	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.137	0.036	0.099	0.000	0.616	0.887
B	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.097	0.036	0.074	0.000	0.543	0.750
B	DEF-INT	2050	avec RONT	0.202	0.151	0.394	0.096	0.782	1.625
B	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.046	0.219	0.000	0.423	0.825

TABLE 5.14 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.202	0.105	0.300	0.000	0.564	1.171
B	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.202	0.105	0.300	0.000	0.562	1.168
B	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.137	0.091	0.214	0.000	0.396	0.839
B	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.137	0.091	0.159	0.000	0.324	0.712
B	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.202	0.104	0.297	0.000	0.544	1.147
B	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.202	0.104	0.285	0.000	0.536	1.127
B	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.087	0.196	0.000	0.360	0.781
B	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.137	0.091	0.148	0.000	0.323	0.700
B	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.137	0.087	0.119	0.000	0.287	0.630
B	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.202	0.105	0.300	0.063	0.483	1.153
B	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.085	0.197	0.000	0.272	0.690

TABLE 5.15 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.137	0.040	0.223	0.000	0.538	0.938
B	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.137	0.040	0.223	0.000	0.536	0.937
B	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.097	0.036	0.129	0.000	0.480	0.742
B	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.097	0.036	0.091	0.000	0.433	0.657
B	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.137	0.040	0.223	0.000	0.533	0.934
B	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.137	0.040	0.208	0.000	0.499	0.885
B	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.097	0.035	0.108	0.000	0.341	0.581
B	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.097	0.036	0.084	0.000	0.432	0.648
B	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.097	0.035	0.063	0.000	0.399	0.593
B	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.137	0.040	0.223	0.076	0.412	0.889
B	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.097	0.034	0.097	0.000	0.204	0.433

TABLE 5.16 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.202	0.098	0.323	0.000	0.531	1.154
B	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.202	0.098	0.323	0.000	0.526	1.149
B	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.202	0.094	0.221	0.000	0.378	0.896
B	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.202	0.094	0.179	0.000	0.323	0.797
B	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.202	0.095	0.320	0.000	0.560	1.177
B	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.202	0.096	0.303	0.000	0.519	1.120
B	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.087	0.198	0.000	0.374	0.796
B	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.202	0.094	0.181	0.000	0.324	0.801
B	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.137	0.087	0.133	0.000	0.313	0.670
B	OFF-INT	2050	avec RONT	0.202	0.098	0.323	0.065	0.477	1.164
B	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.137	0.084	0.197	0.000	0.288	0.706

TABLE 5.17 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.137	0.036	0.225	0.000	0.549	0.948
B	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.137	0.036	0.225	0.000	0.546	0.945
B	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.137	0.036	0.135	0.000	0.412	0.720
B	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.137	0.036	0.093	0.000	0.490	0.756
B	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.137	0.035	0.225	0.000	0.548	0.946
B	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.137	0.035	0.207	0.000	0.507	0.886
B	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.097	0.035	0.110	0.000	0.365	0.607
B	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.137	0.036	0.091	0.000	0.488	0.752
B	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.097	0.035	0.066	0.000	0.439	0.637
B	OFF-INT	2050	avec RONT	0.137	0.036	0.225	0.088	0.417	0.903
B	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.097	0.034	0.099	0.000	0.230	0.460

5.3.3 Région deep-dive C

TABLE 5.18 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.022	0.234	0.000	0.190	0.445
C	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.022	0.234	0.000	0.189	0.445
C	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.022	0.221	0.000	0.175	0.417
C	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.022	0.209	0.000	0.174	0.405
C	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.021	0.234	0.000	0.189	0.444
C	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.021	0.184	0.000	0.156	0.361
C	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.021	0.168	0.000	0.137	0.326
C	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.022	0.205	0.000	0.174	0.400
C	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.021	0.152	0.000	0.136	0.308
C	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.022	0.234	0.039	0.174	0.468
C	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.021	0.165	0.000	0.117	0.302

TABLE 5.19 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.122	0.000	0.101	0.223
C	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.122	0.000	0.100	0.222
C	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.107	0.000	0.099	0.207
C	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.106	0.000	0.099	0.206
C	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.122	0.000	0.099	0.221
C	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.079	0.000	0.080	0.160
C	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.076	0.137
C	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.103	0.000	0.099	0.202
C	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.058	0.000	0.076	0.133
C	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.122	0.047	0.074	0.242
C	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.045	0.107

TABLE 5.20 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.021	0.229	0.000	0.188	0.439
C	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.021	0.229	0.000	0.188	0.438
C	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.021	0.218	0.000	0.174	0.414
C	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.021	0.208	0.000	0.173	0.403
C	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.021	0.229	0.000	0.190	0.440
C	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.021	0.183	0.000	0.149	0.352
C	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.021	0.172	0.000	0.131	0.324
C	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.021	0.205	0.000	0.173	0.399
C	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.021	0.158	0.000	0.131	0.309
C	DEF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.021	0.229	0.041	0.172	0.463
C	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.021	0.168	0.000	0.108	0.296

TABLE 5.21 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.122	0.000	0.103	0.225
C	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.122	0.000	0.102	0.224
C	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.107	0.000	0.101	0.208
C	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.106	0.000	0.101	0.207
C	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.122	0.000	0.102	0.224
C	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.083	0.000	0.082	0.165
C	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.070	0.131
C	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.103	0.000	0.101	0.204
C	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.058	0.000	0.069	0.127
C	DEF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.122	0.050	0.075	0.247
C	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.042	0.100

TABLE 5.22 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249
C	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249
C	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.021	0.137	0.000	0.088	0.246
C	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.021	0.126	0.000	0.088	0.235
C	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.139	0.000	0.087	0.226
C	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.118	0.000	0.068	0.185
C	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.107	0.000	0.061	0.168
C	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.021	0.123	0.000	0.088	0.231
C	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.093	0.000	0.060	0.154
C	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.021	0.139	0.026	0.086	0.271
C	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.095	0.000	0.055	0.150

TABLE 5.23 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.112
C	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.111
C	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.043	0.102
C	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.043	0.101
C	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.111
C	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.055	0.000	0.031	0.086
C	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.036	0.000	0.026	0.062
C	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.054	0.000	0.043	0.097
C	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.031	0.000	0.026	0.058
C	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.068	0.026	0.039	0.133
C	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.032	0.000	0.021	0.054

TABLE 5.24 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.021	0.201	0.000	0.164	0.386
C	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.021	0.201	0.000	0.162	0.384
C	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.021	0.188	0.000	0.159	0.368
C	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.021	0.184	0.000	0.159	0.364
C	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.021	0.201	0.000	0.159	0.381
C	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.021	0.158	0.000	0.121	0.300
C	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.021	0.145	0.000	0.114	0.279
C	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.021	0.184	0.000	0.159	0.364
C	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.021	0.142	0.000	0.113	0.276
C	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.021	0.201	0.036	0.149	0.406
C	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.021	0.142	0.000	0.097	0.259

TABLE 5.25 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.093	0.000	0.087	0.180
C	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.093	0.000	0.087	0.180
C	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.093	0.000	0.086	0.179
C	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.089	0.000	0.086	0.176
C	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.093	0.000	0.086	0.179
C	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.058	0.120
C	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.061	0.000	0.055	0.116
C	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.089	0.000	0.086	0.176
C	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.058	0.000	0.055	0.112
C	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.093	0.041	0.064	0.198
C	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.054	0.000	0.032	0.086

5.3.4 Région deep-dive D

TABLE 5.26 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive D dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.026	0.045
D	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.023	0.041
D	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.019	0.000	0.022	0.041
D	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.024	0.005	0.030	0.059
D	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.016	0.035

TABLE 5.27 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive D dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.014	0.023
D	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.021
D	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.021
D	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.012	0.010	0.021	0.043
D	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.007	0.016

TABLE 5.28 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.026	0.045
D	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.023	0.041
D	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.019	0.000	0.022	0.041
D	DEF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.024	0.005	0.030	0.059
D	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.018	0.037

TABLE 5.29 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.014	0.023
D	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.022
D	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.022
D	DEF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.012	0.010	0.021	0.043
D	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.008	0.016

TABLE 5.30 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.023	0.048
D	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.023	0.048
D	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.019	0.034
D	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.016	0.031
D	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.024	0.000	0.023	0.048
D	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.015	0.000	0.016	0.031
D	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.024	0.006	0.023	0.054
D	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.013	0.028

TABLE 5.31 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.023
D	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.023
D	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.011	0.020
D	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.023
D	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.012	0.005	0.007	0.024
D	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.007	0.016

TABLE 5.32 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.018	0.033
D	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.018	0.033
D	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.015	0.000	0.018	0.033
D	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.024	0.006	0.023	0.054
D	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.016	0.031

TABLE 5.33 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.012	0.006	0.008	0.026
D	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.007	0.016

5.3.5 Région deep-dive E

TABLE 5.34 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.206	0.274	0.000	0.626	1.356
E	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.206	0.274	0.000	0.623	1.353
E	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.122	0.084	0.196	0.000	0.449	0.851
E	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.122	0.077	0.141	0.000	0.349	0.688
E	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.206	0.274	0.000	0.626	1.357
E	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.206	0.267	0.000	0.613	1.336
E	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.084	0.180	0.000	0.396	0.660
E	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.122	0.078	0.115	0.000	0.228	0.542
E	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.122	0.077	0.095	0.000	0.142	0.435
E	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.251	0.206	0.274	0.002	0.626	1.358
E	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.084	0.180	0.000	0.402	0.667

TABLE 5.35 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.122	0.087	0.182	0.000	0.498	0.889
E	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.122	0.087	0.182	0.000	0.493	0.884
E	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.077	0.117	0.000	0.348	0.542
E	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.073	0.085	0.000	0.276	0.434
E	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.122	0.087	0.182	0.000	0.497	0.887
E	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.122	0.087	0.176	0.000	0.455	0.840
E	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.276	0.463
E	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.073	0.065	0.000	0.204	0.342
E	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.077	0.058	0.000	0.133	0.268
E	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.122	0.087	0.182	0.011	0.462	0.864
E	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.274	0.461

TABLE 5.36 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.206	0.271	0.000	0.628	1.355
E	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.206	0.271	0.000	0.627	1.354
E	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.122	0.084	0.196	0.000	0.411	0.813
E	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.122	0.077	0.141	0.000	0.314	0.653
E	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.206	0.271	0.000	0.629	1.356
E	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.206	0.258	0.000	0.612	1.327
E	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.122	0.084	0.180	0.000	0.399	0.784
E	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.122	0.082	0.116	0.000	0.185	0.504
E	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.122	0.077	0.095	0.000	0.145	0.438
E	DEF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.206	0.271	0.005	0.628	1.360
E	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.084	0.180	0.000	0.398	0.662

TABLE 5.37 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.122	0.087	0.180	0.000	0.515	0.903
E	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.122	0.087	0.180	0.000	0.514	0.903
E	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.077	0.117	0.000	0.354	0.548
E	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.077	0.085	0.000	0.271	0.432
E	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.122	0.087	0.180	0.000	0.513	0.901
E	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.122	0.087	0.174	0.000	0.456	0.838
E	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.298	0.485
E	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.077	0.065	0.000	0.204	0.345
E	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.077	0.058	0.000	0.140	0.275
E	DEF-INT	2050	avec RONT	0.122	0.087	0.180	0.011	0.462	0.862
E	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.275	0.462

TABLE 5.38 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.077	0.110	0.000	0.239	0.425
E	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.077	0.110	0.000	0.238	0.424
E	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.077	0.099	0.000	0.173	0.349
E	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.077	0.096	0.000	0.146	0.319
E	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.077	0.108	0.000	0.239	0.424
E	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.077	0.094	0.000	0.223	0.393
E	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.081	0.000	0.155	0.313
E	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.077	0.093	0.000	0.143	0.313
E	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.077	0.081	0.000	0.122	0.280
E	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.077	0.110	0.005	0.239	0.430
E	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.081	0.000	0.153	0.310

TABLE 5.39 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.073	0.074	0.000	0.177	0.325
E	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.073	0.074	0.000	0.176	0.324
E	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.073	0.061	0.000	0.136	0.270
E	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.073	0.061	0.000	0.130	0.264
E	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.073	0.074	0.000	0.178	0.326
E	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.071	0.000	0.152	0.223
E	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.100	0.159
E	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.073	0.059	0.000	0.123	0.255
E	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.056	0.000	0.092	0.147
E	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.073	0.074	0.010	0.164	0.322
E	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.057	0.000	0.093	0.151

TABLE 5.40 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.077	0.116	0.000	0.265	0.458
E	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.077	0.116	0.000	0.263	0.456
E	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.077	0.106	0.000	0.205	0.388
E	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.122	0.077	0.102	0.000	0.166	0.466
E	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.077	0.119	0.000	0.265	0.461
E	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.077	0.109	0.000	0.233	0.420
E	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.098	0.000	0.169	0.344
E	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.122	0.077	0.102	0.000	0.163	0.464
E	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.077	0.092	0.000	0.139	0.307
E	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.077	0.116	0.005	0.253	0.450
E	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.077	0.089	0.000	0.161	0.327

TABLE 5.41 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.077	0.074	0.000	0.229	0.380
E	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.077	0.074	0.000	0.228	0.379
E	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.077	0.061	0.000	0.180	0.318
E	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.077	0.061	0.000	0.174	0.312
E	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.073	0.077	0.000	0.232	0.383
E	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.077	0.071	0.000	0.149	0.297
E	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.073	0.058	0.000	0.114	0.245
E	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.077	0.061	0.000	0.168	0.306
E	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.073	0.058	0.000	0.105	0.236
E	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.077	0.074	0.010	0.164	0.324
E	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.073	0.058	0.000	0.095	0.226

5.3.6 Région deep-dive F

TABLE 5.42 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.000	0.240	0.000	0.540	1.031
F	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.240	0.000	0.537	1.028
F	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.226	0.000	0.394	0.871
F	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.197	0.000	0.342	0.790
F	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.240	0.000	0.524	1.015
F	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.225	0.000	0.484	0.959
F	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.203	0.000	0.332	0.786
F	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.196	0.000	0.292	0.739
F	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.251	0.000	0.170	0.000	0.229	0.649
F	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.240	0.021	0.539	1.051
F	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.183	0.000	0.313	0.747

TABLE 5.43 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.251	0.000	0.165	0.000	0.358	0.774
F	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.165	0.000	0.358	0.773
F	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.128	0.000	0.308	0.687
F	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.123	0.000	0.246	0.619
F	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.162	0.000	0.355	0.768
F	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.142	0.000	0.320	0.713
F	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.099	0.000	0.279	0.629
F	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.123	0.000	0.210	0.583
F	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.251	0.000	0.091	0.000	0.167	0.508
F	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.165	0.026	0.338	0.780
F	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.099	0.000	0.254	0.603

TABLE 5.44 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.000	0.237	0.000	0.510	0.997
F	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.237	0.000	0.505	0.992
F	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.218	0.000	0.384	0.852
F	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.193	0.000	0.339	0.782
F	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.237	0.000	0.504	0.991
F	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.224	0.000	0.447	0.921
F	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.201	0.000	0.317	0.769
F	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.194	0.000	0.291	0.736
F	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.251	0.000	0.174	0.000	0.226	0.650
F	DEF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.237	0.021	0.509	1.017
F	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.179	0.000	0.312	0.741

TABLE 5.45 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.251	0.000	0.153	0.000	0.356	0.760
F	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.153	0.000	0.355	0.759
F	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.127	0.000	0.308	0.686
F	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.123	0.000	0.237	0.611
F	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.154	0.000	0.347	0.751
F	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.130	0.000	0.321	0.701
F	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.099	0.000	0.311	0.660
F	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.123	0.000	0.198	0.572
F	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.251	0.000	0.091	0.000	0.202	0.544
F	DEF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.153	0.026	0.336	0.766
F	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.099	0.000	0.263	0.362

TABLE 5.46 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.000	0.168	0.000	0.247	0.665
F	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.168	0.000	0.246	0.664
F	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.162	0.000	0.201	0.614
F	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.162	0.000	0.193	0.606
F	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.168	0.000	0.245	0.663
F	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.151	0.000	0.218	0.620
F	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.143	0.000	0.172	0.565
F	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.162	0.000	0.193	0.605
F	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.251	0.000	0.143	0.000	0.164	0.557
F	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.168	0.019	0.247	0.684
F	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.140	0.000	0.171	0.561

TABLE 5.47 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.251	0.000	0.110	0.000	0.198	0.559
F	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.110	0.000	0.197	0.558
F	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.102	0.000	0.146	0.499
F	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.102	0.000	0.144	0.497
F	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.110	0.000	0.245	0.356
F	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.076	0.000	0.202	0.278
F	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.068	0.000	0.151	0.219
F	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.102	0.000	0.144	0.497
F	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.068	0.000	0.149	0.217
F	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.110	0.026	0.189	0.576
F	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.065	0.000	0.099	0.164

TABLE 5.48 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.251	0.000	0.193	0.000	0.280	0.724
F	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.193	0.000	0.279	0.723
F	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.185	0.000	0.239	0.675
F	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.185	0.000	0.237	0.673
F	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.193	0.000	0.280	0.723
F	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.157	0.000	0.247	0.654
F	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.146	0.000	0.203	0.599
F	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.185	0.000	0.236	0.672
F	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.251	0.000	0.146	0.000	0.199	0.596
F	OFF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.193	0.026	0.280	0.750
F	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.251	0.000	0.146	0.000	0.198	0.595

TABLE 5.49 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.251	0.000	0.122	0.000	0.230	0.603
F	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.251	0.000	0.122	0.000	0.229	0.602
F	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.251	0.000	0.117	0.000	0.186	0.554
F	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.251	0.000	0.117	0.000	0.184	0.551
F	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.251	0.000	0.122	0.000	0.224	0.597
F	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.251	0.000	0.087	0.000	0.198	0.536
F	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.192	0.273
F	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.251	0.000	0.117	0.000	0.184	0.551
F	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.081	0.000	0.194	0.274
F	OFF-INT	2050	avec RONT	0.251	0.000	0.122	0.028	0.214	0.615
F	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.072	0.000	0.125	0.198

5.3.7 Région deep-dive G

TABLE 5.50 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.202	0.000	0.293	0.494
G	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.202	0.000	0.290	0.492
G	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.116	0.000	0.222	0.338
G	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.106	0.000	0.210	0.315
G	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.201	0.000	0.289	0.490
G	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.190	0.000	0.283	0.473
G	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.121	0.000	0.194	0.314
G	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.118	0.000	0.178	0.296
G	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.107	0.000	0.149	0.256
G	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.202	0.000	0.293	0.494
G	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.121	0.000	0.196	0.316

TABLE 5.51 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.346
G	DEF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.345
G	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.086	0.000	0.161	0.247
G	DEF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.122	0.209
G	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.123	0.000	0.221	0.344
G	DEF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.115	0.000	0.225	0.340
G	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.157	0.238
G	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.082	0.000	0.111	0.193
G	DEF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.074	0.000	0.103	0.178
G	DEF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.346
G	DEF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.158	0.239

TABLE 5.52 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.189	0.000	0.265	0.454
G	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.114	0.000	0.200	0.314
G	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.111	0.000	0.189	0.300
G	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.197	0.000	0.274	0.471
G	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.191	0.000	0.268	0.459
G	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.116	0.000	0.187	0.303
G	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.120	0.000	0.160	0.280
G	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.106	0.000	0.137	0.243
G	DEF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.116	0.000	0.187	0.303

TABLE 5.53 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.101	0.000	0.208	0.309
G	DEF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.101	0.000	0.206	0.307
G	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.162	0.250
G	DEF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.125	0.213
G	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.100	0.000	0.206	0.307
G	DEF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.101	0.000	0.204	0.304
G	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.083	0.000	0.158	0.242
G	DEF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.083	0.000	0.117	0.200
G	DEF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.074	0.000	0.107	0.181
G	DEF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.101	0.000	0.208	0.309
G	DEF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.083	0.000	0.153	0.236

TABLE 5.54 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-ISO	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.099	0.000	0.069	0.168
G	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.099	0.000	0.068	0.167
G	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.052	0.133
G	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.076	0.000	0.049	0.125
G	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.095	0.000	0.067	0.162
G	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.096	0.000	0.065	0.161
G	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.075	0.000	0.044	0.119
G	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.079	0.000	0.050	0.129
G	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.069	0.000	0.045	0.114
G	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.099	0.000	0.069	0.168
G	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.075	0.000	0.045	0.120

TABLE 5.55 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-ISO	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.060	0.000	0.034	0.093
G	OFF-ISO	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.060	0.000	0.033	0.093
G	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.054	0.000	0.033	0.087
G	OFF-ISO	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.056	0.000	0.033	0.089
G	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.054	0.000	0.032	0.086
G	OFF-ISO	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.052	0.000	0.033	0.085
G	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.037	0.000	0.031	0.069
G	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.056	0.000	0.032	0.089
G	OFF-ISO	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.040	0.000	0.031	0.070
G	OFF-ISO	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.060	0.000	0.034	0.093
G	OFF-ISO	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.037	0.000	0.032	0.069

TABLE 5.56 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-INT	2050	Cas de base (80%)	0.000	0.000	0.117	0.000	0.080	0.197
G	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.117	0.000	0.079	0.196
G	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.097	0.000	0.065	0.163
G	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.092	0.000	0.063	0.155
G	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.115	0.000	0.075	0.190
G	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.113	0.000	0.074	0.188
G	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.089	0.000	0.055	0.144
G	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.092	0.000	0.066	0.157
G	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.086	0.000	0.056	0.142
G	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.117	0.000	0.080	0.197
G	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.086	0.000	0.055	0.141

TABLE 5.57 – Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.

DD	SC	Année	Scénario concernant les réseaux de distribution	NR 4 MCHF	NR 5 MCHF	NR 6 MCHF	NR 6R MCHF	NR 7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-INT	2050	Cas de base (100%)	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-INT	2050	Optimisation de la consommation propre	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 70%	0.000	0.000	0.066	0.000	0.043	0.109
G	OFF-INT	2050	Limitation de l'injection d'énergie PV à 50%	0.000	0.000	0.065	0.000	0.043	0.109
G	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance EM (RP) à 50%	0.000	0.000	0.070	0.000	0.041	0.111
G	OFF-INT	2050	Réduction de la puissance PàC (RP) à 75%	0.000	0.000	0.064	0.000	0.041	0.106
G	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.051	0.000	0.034	0.085
G	OFF-INT	2050	Pas de développement PV	0.000	0.000	0.065	0.000	0.043	0.108
G	OFF-INT	2050	Pas de développement PV et RP pour EM et PàC	0.000	0.000	0.053	0.000	0.037	0.091
G	OFF-INT	2050	avec RONT	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-INT	2050	QU et PV-70% EM-50% PàC-75%	0.000	0.000	0.048	0.000	0.038	0.087

Table des figures

2.1	Scénarios analysés de manière générale dans l'étude.	5
2.2	Vue d'ensemble de la méthode générale.	5
2.3	Scénarios d'économie énergétique de l'étude principale «Avenir énergétique 2050». [1]	6
2.4	Régionalisation du besoin en nombre de bâtiments avec pompes à chaleur installées, dans une zone d'exemple d'un deep dive. Scénario représenté : OFF-INT.	11
2.5	Régionalisation du besoin en puissance de recharge installée en kW aux bornes de recharge à la maison et au travail, dans une zone d'exemple d'un deep dive. Scénario représenté : OFF-INT pour l'année 2035.	14
2.6	Régionalisation du besoin en puissance photovoltaïque installée en kW dans des bâtiments existants, dans une zone d'exemple d'un deep dive. Scénario représenté : OFF-INT pour l'année 2035.	17
2.7	Puissance PV installée (en MW_p) par région deep dive et scénario, divisée en bâtiments existants et bâtiments nouveaux	18
2.8	Hausse/baisse indexée (proportionnelle) de la consommation d'électricité dans les différentes branches de l'industrie selon «consommation d'énergie dans l'industrie et dans le secteur des services» [18].	19
2.9	Facteur empirique de simultanéité des bornes de recharge domestiques pour l'électromobilité selon des résolutions spatiales différentes (p. ex. selon coffret de raccordement ou réseau en aval d'un transformateur), calculé à partir d'une région deep dive. Pour déterminer le facteur de simultanéité, la puissance de recharge maximale installée est comparée à la puissance maximale effectivement soutirée depuis le réseau. Par exemple : un quartier avec 20 points de recharge à 11 kW (220 kW de puissance installée) avec une charge annuelle maximale de 55 kW aurait un facteur de simultanéité de 0.25.	21
2.10	Les étapes de l'analyse de réseaux en un coup d'œil.	22
2.11	Charge maximale des éléments de branche sur l'année.	24
2.12	Charge maximale des éléments de branche sur l'année après extension du réseau pour «augmentation de la capacité électrique».	25
2.13	Répartition des tensions de jeux de barres sur l'année après extension du réseau pour «augmentation de la capacité électrique».	25
2.14	Répartition des tensions de jeux de barres sur l'année après extension du réseau pour «maintien de la tension».	26
2.15	La courbe caractéristique de la régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U) mise en œuvre.	28
2.16	L'approche du «slack réparti».	29
2.17	La méthode d'extrapolation des coûts d'extension du réseau à l'échelle de la Suisse.	33
3.1	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive A	39
3.2	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive A pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	40
3.3	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive A.	40
3.4	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive B	43
3.5	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive B pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	44

3.6	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive B	44
3.7	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive C	47
3.8	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive C pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	48
3.9	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive C.	48
3.10	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive D	51
3.11	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive D pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	52
3.12	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive D.	52
3.13	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive E	56
3.14	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive E pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	57
3.15	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive E.	57
3.16	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive F	60
3.17	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive F pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	61
3.18	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive F.	61
3.19	Profils horaires agrégés PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité (EMA) pour région deep dive G	64
3.20	Charge maximale des éléments de branche de la région deep dive G pour le scénario de référence considérée sur toute l'année.	65
3.21	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution et coûts de réseau par niveau de réseau dans le cas de base pour la région deep dive G.	65
3.22	Énergie perdue pour une limitation de l'injection d'énergie PV à 70% et 50%.	67
3.23	Répartition des investissements dans le réseau dans le scénario DEF-ISO sur les niveaux de réseau 4-7 pour les sept régions deep dive.	68
3.24	Sollicitation maximale des éléments de branche du réseau haute tension pour le scénario de référence, considérée sur toute l'année.	70
3.25	Profils horaires agrégés pour PV , électricité de base (base), pompes à chaleur (PàC), eau chaude (EC), électromobilité (EM) et autre électromobilité (EMA) pour l'étude sur le réseau haute tension.	71

3.26	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.	75
3.27	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.	76
3.28	Comparaison des coûts annualisés d'extension du réseau entre «avec PV et électrification de la demande» et «seulement électrification de la demande».	76
3.29	Répercussion de la limitation de la puissance active côté offre sur les coûts d'extension du réseau.	77
3.30	Répercussion de la limitation de la puissance active côté demande sur les coûts d'extension du réseau.	77
3.31	Répartition des coûts annualisés d'extension du réseau en BT/MT sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.	78
3.32	Répartition des coûts d'extension du réseau par niveau de réseau sur tous les scénarios concernant les réseaux de distribution.	79
3.33	Comparaison des coûts annualisés de développement du réseau en NR7 avec et sans fonction de la tension Q(U)	79
3.34	Comparaison des capacités de batteries domestiques et de PV dans les régions <i>deep dive</i>	80
3.35	Répercussion des RONT sur les coûts d'extension du réseau dans la région <i>deep dive B</i>	81
3.36	Répercussion des RONT sur les coûts d'extension du réseau dans la région <i>deep dive A</i>	81
3.37	Répercussion de la sélection de régions <i>deep dive</i> sur l'extrapolation des résultats.	82
3.38	Besoin d'extension du réseau suite aux bâtiments nouveaux par rapport aux bâtiments existants. .	82

Liste des tableaux

2.1	Les sept régions deep dive analysées de l'étude BT/MT avec leurs principales caractéristiques.	9
2.2	Évolution agrégée de la population, des employé/es et de la surface de référence énergétique dans toute la Suisse ainsi que dans les 595 communes de l'étude HT (en millions).	9
2.3	Évolution du besoin annuel en électricité des pompes à chaleur et des chauffages électriques (en GWh/an) au niveau national et dans les sept régions deep dive pour la production de chaleur ambiante et d'eau chaude. Le coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur est toujours modélisé avec 4. Les chiffres nationaux ainsi que le COP proviennent de l'étude principale. [1].	12
2.4	Pénétration des appareils de climatisation dans les bâtiments sans et avec usage résidentiel partiel. 100% correspond à une couverture complète du besoin en froid par des appareils de climatisation.	12
2.5	Capacité PV installée (en GW_p) au niveau national.	16
2.6	Groupe fédéral de catégories A.	34
2.7	Groupe fédéral de catégories B.	34
2.8	Groupe fédéral de catégories C.	35
3.1	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive A.	39
3.2	Indicateurs techniques de la région deep dive A pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	41
3.3	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive A dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	41
3.4	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive A dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	41
3.5	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive B.	43
3.6	Indicateurs techniques de la région deep dive B pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	45
3.7	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive B dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	45
3.8	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive B dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	45
3.9	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive C.	47
3.10	Indicateurs techniques de la région deep dive C pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	49
3.11	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive C dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	49
3.12	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive C dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	49

3.13	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive D	51
3.14	Indicateurs techniques de la région deep dive D pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	53
3.15	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive D dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	53
3.16	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive D dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	53
3.17	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive E	55
3.18	Indicateurs techniques de la région deep dive E pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	58
3.19	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive E dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	58
3.20	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive E dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	58
3.21	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive F	60
3.22	Indicateurs techniques de la région deep dive F pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	62
3.23	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	62
3.24	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive F dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	62
3.25	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV, électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité (EM), autre électromobilité, charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour la région deep dive G	64
3.26	Indicateurs techniques de la région deep dive G pour le besoins d'extension du réseau dans les scénarios par niveau de réseau pour le cas de base.	66
3.27	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive G dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 80%.	66
3.28	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive G dans les scénarios pour le cas de base avec un seuil de 100%.	66
3.29	Valeurs de puissance agrégées maximales [MW_p] pour PV , pour hydraulique HYD , électricité de base (Basis), pompes à chaleur (WP), eau chaude (WW), électromobilité privée (EMP), électromobilité commerciale (EMK), charge totale (GL), charge nette (NL) et valeur de puissance minimale pour charge nette sur tous les scénarios et les années de scénario pour l'étude sur le réseau haute tension.	70
3.30	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour le réseau haute tension dans les scénarios pour le cas de base.	70

3.31	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour le réseau haute tension dans le scénario DEF-ISO pour les scénarios concernant le réseau de distribution.	71
3.32	Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans les quatre scénarios pour le cas de base.	72
3.33	Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution.	73
3.34	Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario DEF-INT pour les scénarios concernant les réseaux de distribution de base.	73
3.35	Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario OFF-ISO pour les scénarios concernant les réseaux de distribution.	74
3.36	Les coûts annualisés extrapolés d'extension du réseau par niveau de réseau pour toute la Suisse dans le scénario OFF-INT pour les scénarios concernant les réseaux de distribution.	74
5.1	Composants, et leurs coûts pour l'extension du réseau	93
5.2	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	94
5.3	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	94
5.4	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	95
5.5	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	95
5.6	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	96
5.7	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	96
5.8	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	97
5.9	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Adans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	97
5.10	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	98
5.11	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	98
5.12	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	99

5.13	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	99
5.14	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	100
5.15	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	100
5.16	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	101
5.17	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Bdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	101
5.18	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	102
5.19	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	102
5.20	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	103
5.21	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	103
5.22	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	104
5.23	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	104
5.24	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	105
5.25	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Cdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	105
5.26	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	106
5.27	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	106

5.28	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	107
5.29	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	107
5.30	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	108
5.31	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	108
5.32	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	109
5.33	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Ddans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	109
5.34	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	110
5.35	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	110
5.36	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	111
5.37	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	111
5.38	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	112
5.39	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	112
5.40	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	113
5.41	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Edans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	113
5.42	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	114

5.43	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	114
5.44	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	115
5.45	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	115
5.46	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	116
5.47	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	116
5.48	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	117
5.49	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Fdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	117
5.50	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	118
5.51	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	118
5.52	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	119
5.53	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario DEF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	119
5.54	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	120
5.55	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-ISO sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	120
5.56	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 80%.	121
5.57	Coûts annualisés d'extension du réseau par niveau de réseau pour la région deep dive Gdans le scénario OFF-INT sur des scénarios sélectionnés concernant les réseaux de distribution avec un seuil de 100%.	121

Références

- [1] T. Marti, M. Sulzer, M. Rüdisüli, and et al. Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Technical report, VSE, Dezember Aarau, 2022.
- [2] EBP. Synthetische Bevölkerung Schweiz, 2021.
- [3] Danhong Wang, Jonas Landolt, Georgios Mavromatidis, Kristina Orehounig, and Jan Carmeliet. Cesar : A bottom-up building stock modelling tool for switzerland to address sustainable energy transformation strategies. *Energy and Buildings*, 169 :9–26, 2018.
- [4] Drury B. Crawley, Linda K. Lawrie, Frederick C. Winkelmann, W.F. Buhl, Y.Joe Huang, Curtis O. Pedersen, Richard K. Strand, Richard J. Liesen, Daniel E. Fisher, Michael J. Witte, and Jason Glazer. Energyplus : creating a new-generation building energy simulation program. *Energy and Buildings*, 33(4) :319–331, 2001.
- [5] Eidgenössisches Gebäude- und Wohnungsregister, Bundesamt für Statistik, <https://www.housing-stat.ch>, 2017.
- [6] Robin Mutschler, Martin Rüdisüli, Philipp Heer, and Sven Eggimann. Benchmarking cooling and heating energy demands considering climate change, population growth and cooling device uptake. *Applied Energy*, 288 :116636, 2021.
- [7] Sven Eggimann, Natasa Vulic, Martin Rüdisüli, Robin Mutschler, Kristina Orehounig, and Matthias Sulzer. Spatiotemporal upscaling errors of building stock clustering for energy demand simulation. *Energy and Buildings*, 258 :111844, 2022.
- [8] ASTRA. Schweizerische automatische Strassenverkehrszählung (SASVZ), August 2023.
- [9] BFS. Mikrozensus Mobilität und Verkehr (MZMV), 2021.
- [10] Van Liedekerke, A. Schwarz, and M. Gjorgiev. Vehicle-to-grid in Switzerland. A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electricity system. Technical report, 2023.
- [11] T. Signer, E. Limarzo, M. Ruppert, and W. Fichtner. Flexibility Potential of V2G Technology in Switzerland. Technical report, 2023.
- [12] J. Coignard, Saxena S., Greenblatt J. B., and D. Clean. Clean vehicles as an enabler for a clean electricity grid. Technical report, 2018.
- [13] Alina Walch, Martin Rüdisüli, Roberto Castello, and Jean-Louis Scartezzini. Quantification of existing rooftop pv hourly generation capacity and validation against measurement data. *Journal of Physics : Conference Series*, 2042(1) :012011, nov 2021.
- [14] Alina Walch and Martin Rüdisüli. Strategic pv expansion and its impact on regional electricity self-sufficiency : Case study of switzerland. *Applied Energy*, 346 :121262, 2023.
- [15] Alina Walch, Roberto Castello, Nahid Mohajeri, and Jean-Louis Scartezzini. Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*, 262 :114404, 2020.
- [16] Bundesamt für Statistik (BFS). Statistik der unternehmensstruktur, 2018.
- [17] Prognos AG, Infras AG, and TEP Energy GmbH. Energieperspektiven 2050+. Bern : Bundesamt für Energie BFE., 2021.
- [18] Polyquest AG Helbling Beratung + Bauplanung AG. Energieverbrauch in der industrie und im dienstleistungssektor. Bern : Bundesamt für Energie BFE, 2021.
- [19] Stefan Schneider, Pascale Le Strat, and Martin Patel. Electro what : A platform for territorial analysis of electricity consumption. *Energy Procedia*, 122 :92–97, 2017. CISBAT 2017 International ConferenceFuture Buildings & Districts – Energy Efficiency from Nano to Urban Scale.
- [20] Raumgliederungen der Schweiz, Gemeindetypologie und Stadt/Land-Typologie, Bundesamt für Statistik, https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/katalogedatenbanken/karten.html?dyn_publishingyarend=2023&dyn_title=Gemeindetypologie, May 2017.

- [21] Energie Reporter : die Energiezukunft in Ihrer Gemeinde, https://opendata.geoimpact.ch/energiereporter/energiereporter_latest.zip?v=1695370823537, August 2023.
- [22] Polynomics AG Consentec GmbH, EBP Schweiz AG. Auswirkungen einer starken elektrifizierung und eines massiven ausbaus der stromproduktion aus erneuerbaren energien auf die schweizer stromverteilnetze, 2022.