

Evolution des coûts du réseau en Suisse compte tenu du besoin actuel, de la Stratégie énergétique 2050 et de la Stratégie Réseaux électriques

Etude menée sur mandat de

Office fédéral de l'énergie (OFEN)

3003 Berne

Rapport final

30 septembre 2015

Actualisation - Tableaux p. 28 et p. 38

25.03.2017

Equipe de projet Consentec

Dr. Alexander Ladermann (responsable de projet)
Christian Linke
David Kemnitz

Accompagnement par l'OFEN

Dr. Matthias Galus (responsable de projet)
Dr. Mohamed Benahmed

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tél. +49 241 93836-0
Fax +49 241 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

Table des matières

1	Contexte et objectif	1
2	Contenus et méthode d'analyse	2
2.1	Stratégie énergétique 2050	2
2.1.1	Scénarios de demande	2
2.1.2	Variantes d'offre	3
2.1.3	Systèmes de mesure intelligents (Smart Metering)	5
2.1.4	Conséquences pour le soutirage d'énergie et de puissance	6
2.2	Stratégie Réseaux électriques	9
2.2.1	Facteur de surcoût pour le câblage	9
2.2.2	Budgets d'innovation	10
2.3	Référence – développements sans Stratégie énergétique 2050	10
2.4	Détermination du besoin de rénovation du réseau actuel	10
2.5	Détermination du besoin de développement du réseau	11
2.5.1	Remarques préliminaires	11
2.5.2	Réseaux de distribution	12
2.5.3	Réseaux de transport	16
2.6	Détermination des annuités et des rémunérations pour l'utilisation du réseau	20
2.7	Coûts et paramètres de calcul	21
3	Résultats - besoin d'investissement futur	25
3.1	Besoin d'investissement sans Stratégie énergétique 2050	25
3.2	Besoin d'investissement avec Stratégie énergétique 2050	26
3.2.1	Jusqu'en 2035	27
3.2.2	Jusqu'en 2050	37
4	Résultats – annuités	48
4.1	Sans Stratégie énergétique 2050	48
4.2	Avec Stratégie énergétique 2050	48
5	Résultats - rémunérations pour l'utilisation du réseau	54
5.1	Sans Stratégie énergétique 2050	54

5.2 Avec Stratégie énergétique 2050	55
6 Résultats - analyses de sensibilité	74
6.1 Remarques préliminaires	74
6.2 Sensibilité «surfaces»	74
6.3 Sensibilité «degré de concentration»	77
6.4 Sensibilité «gestion de l'injection»	80
7 Comparaison avec des études antérieures	83
8 Comparaison des résultats avec le Réseau stratégique 2025 de Swissgrid	87
Bibliographie	88
A Annexe	2
A.1 Consommations d'énergie et puissances par niveau de réseau	2
A.2 Puissances installées des installations de production décentralisées	4
A.3 Structures quantitatives du réseau actuel	5
A.4 Coûts d'investissement par niveau de réseau	6
A.5 Influence du facteur de surcoût pour le câblage	8
A.6 Besoin d'investissement avec Stratégie énergétique 2050 en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5	10
A.7 Rémunérations pour l'utilisation du réseau en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5	13
A.8 Annuités avec Stratégie énergétique 2050 y compris coûts du facteur de surcoût pour le câblage	21

1 Contexte et objectif

Le débat public et politique mené actuellement au sujet de l'avenir de l'approvisionnement énergétique de la Suisse requiert une base de décision avec une large assise. Dans le domaine de l'approvisionnement en électricité, il est nécessaire de procéder à une estimation solide des coûts des réseaux électriques auxquels s'attendre dans les décennies à venir. Ces coûts jouent un rôle clé en tant que charnière entre producteurs et consommateurs.

Les réseaux électriques doivent être entretenus et renouvelés en permanence. Ces mesures impliquent déjà des coûts, dont le montant est relativement facile à estimer puisque l'état actuel – bien connu – des installations permet d'en faire une bonne approximation. En outre, le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 datant de novembre 2013 et le rapport explicatif de 2014 concernant la Stratégie Réseaux électriques présentent les changements visés dans les domaines de la production et de la consommation d'électricité et des réseaux électriques. Au-delà des coûts d'entretien des réseaux existants, ces changements influent parfois dans une large mesure la future structure –et donc les coûts- des réseaux électriques.

Diverses études relatives à l'estimation des coûts futurs du réseau en Suisse ont déjà été réalisées par le passé [1-3]. Toutefois, elles reposent en partie sur des hypothèses qui s'écartent des conditions-cadres actuelles présentées dans la Stratégie énergétique 2050 et la Stratégie Réseaux électriques. En outre, ces études ne tiennent pas encore compte de l'enfouissement (câblage) d'une large part des réseaux de distribution prévu par la Stratégie Réseaux électriques [4]. Elles laissent également de côté l'idée d'un développement du niveau de réseau 3. Enfin, les différentes études n'adoptent pas le même horizon temporel et ne présentent ni ne différencient les résultats de manière uniforme.

C'est dans ce contexte que les coûts futurs du réseau sont une nouvelle fois quantifiés. La démarche adoptée et les résultats sont documentés dans le présent rapport. Le chap. 2 expose les conditions-cadres pertinentes de la Stratégie énergétique 2050 et de la Stratégie Réseaux électriques, explique la méthode d'analyse et indique les coûts et les paramètres de calcul appliqués. Les résultats des analyses figurent aux chap. 3 (Besoin d'investissement), 4 (Annuités) et 5 (Rémunérations pour l'utilisation du réseau). Le chap. 6 présente les conclusions des analyses de sensibilité. Pour finir, les chap. 7 et 8 contiennent une brève comparaison respectivement avec les conclusions des études antérieures et avec les annonces de Swissgrid concernant le Réseau stratégique 2025.

2 Contenus et méthode d'analyse

2.1 Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique 2050 présente entre autres les objectifs en matière de production et de consommation d'électricité en Suisse pour les 35 prochaines années ainsi que les mesures prévues à cet effet. Mandatée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), la société Prognos SA s'est appuyée sur ces éléments pour établir différentes prévisions relatives à la production d'électricité (variantes d'offre) et à la consommation d'électricité (scénarios de demande). Ces variantes et scénarios, qui constituent la base des présentes analyses du réseau, sont brièvement décrites ci-après; ils sont décrits en détail dans le rapport final relatif à l'étude *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050* (2012) [5] élaborée par Prognos SA.

2.1.1 Scénarios de demande

Scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle»

Le scénario de référence «Poursuite de la politique énergétique actuelle» présente la situation où aucun instrument de la politique énergétique en vigueur aujourd'hui ne change. Il en découle une hausse de la demande en électricité d'environ 59 TWh/a à 69 TWh/a d'ici à 2050, et donc une charge accrue des réseaux dans les régions à forte consommation. Le chap. 2.1.4 contient des explications complémentaires concernant les soutirages d'énergie et de puissance qui en résultent par niveau de réseau tant pour le présent scénario que pour les suivants.

Scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral»

Ce scénario montre l'impact du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 sur la demande d'énergie. Il prévoit une légère hausse de la demande en électricité à 61 TWh/a d'ici à 2050.

Scénario «Nouvelle politique énergétique»

Le scénario «Nouvelle politique énergétique» présente une évolution de la consommation d'énergie qui permet de réduire les émissions de CO₂ d'ici à 2050. Il conduit à un léger recul

de la demande en électricité à 53 TWh/a en 2050 permettant de légèrement décharger les réseaux dans les régions à forte consommation.

2.1.2 Variantes d'offre

Les centrales hydroélectriques et les installations de production décentralisées existantes ne seront pas en mesure de combler le «vide» dans l'approvisionnement en électricité qu'entraînera l'abandon de l'énergie nucléaire et la mise hors service des centrales nucléaires suisses. Différentes solutions sont envisageables pour pallier ce problème. Les variantes d'offre C et E (voir ci-dessous) constituent deux variantes de base. La variante d'offre C présente la voie de développement «fossile-centralisée», alors que la variante d'offre E présente celle des énergies renouvelables. Il est peu probable qu'une de ces deux variantes soit adoptée de manière conséquente pour remédier à la pénurie de courant à venir, car la variante C complique l'atteinte des objectifs climatiques et la variante E serait synonyme d'une production marquée par une très grande variabilité. Une combinaison des deux variantes de base est donc plus vraisemblable. Ces deux variantes et leurs combinaisons sont décrites ci-après; ces dernières constituent la base des calculs effectués dans le cadre de la présente étude.

Variante d'offre C (fossile-centralisée)

Cette variante suppose la couverture complète des lacunes par la production indigène, essentiellement grâce à la construction de centrales à gaz à cycle combiné (CCC) centralisées, en admettant que chaque CCC représente une puissance installée de 550 MW. Suivant le scénario de demande et l'année considérée, cinq à huit CCC seraient nécessaires pour faire face à la pénurie d'électricité. La construction d'installations exploitant les énergies renouvelables reposerait sur le système de subventionnement actuel. Dans cette configuration, la puissance installée s'élèverait à environ 0,6 GW pour les installations éoliennes et à 2,7 GW pour les installations photovoltaïques en 2035 et respectivement à 0,9 GW et à 4,6 GW en 2050. Les investissements dans des installations de couplage chaleur-force (CCF) décentralisées seraient également encouragés conformément aux conditions-cadres politiques actuelles.

Variante d'offre E (énergies renouvelables)

Cette variante ne prévoit pas la construction de grandes centrales électriques, mais mise sur une voie ambitieuse visant à développer les installations de production renouvelables en se basant

sur un système d'encouragement politique approprié. Comme dans la variante C, les CCF décentralisées seraient développées dans le cadre du système de subventionnement actuel. En 2035, la puissance installée issue des énergies renouvelables s'élèverait ainsi à environ 1 GW pour les installations éoliennes et à 5 GW pour les installations photovoltaïques et respectivement à 2 GW et à 10 GW en 2050. La puissance installée des CCF décentralisées serait d'environ 4 GW pour chacune des deux années. Suivant le scénario de demande (cf. chap. 2.1.1), la production des installations décentralisées et de la grande hydraulique suisses ne suffiront pas pour couvrir entièrement la demande du pays en électricité. Dans cette variante d'offre, la différence restante sera comblée au moyen d'importation.

Variante d'offre C & E

Cette variante prévoit la même voie ambitieuse de développement des énergies renouvelables que la variante E, avec la différence que les lacunes de production restantes ne sont pas comblées par l'importation, mais par la construction de CCC centralisées en Suisse. Selon le scénario de demande, quatre à sept CCC d'une puissance installée d'environ 550 MW chacune seraient nécessaires. Comme dans les variantes C et E, cette variante suppose que les CCF décentralisées bénéficient des mécanismes d'encouragement actuels. L'annexe A.2 offre une vue d'ensemble de la répartition des capacités de production par niveau de réseau appliquée dans la présente étude. En comparaison avec la variante E, les changements au niveau de la structure de production concernent en premier lieu le niveau de réseau 1 (réseau de transport). La charge des réseaux de distribution liée au courant injecté est identique dans les variantes E et C & E.

Variante d'offre C & D & E

Cette variante suppose également la même voie ambitieuse de développement des énergies renouvelables que les variantes E et C & E, mais prévoit de combler les lacunes de production par une combinaison de CCF décentralisées et de CCC centralisées supplémentaires. Pour ce faire, elle part du principe que les conditions relatives au subventionnement des CCF sont modifiées en conséquence. Suivant le scénario de demande, la production des CCF se situerait entre 6 GW («Nouvelle politique énergétique») et 7 GW («Poursuite de la politique énergétique actuelle») et «Mesures politiques du Conseil fédéral») environ en 2035 et entre 4 GW («Nouvelle politique énergétique») et 8 GW («Poursuite de la politique énergétique actuelle») et «Mesures politiques du Conseil fédéral») environ en 2050. Le nombre de CCC est plus réduit, entre

3 (scénarios «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique») et 5 (scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle»). Pour cette variante également, l'annexe A.2 propose une vue d'ensemble de la répartition des capacités de production par niveau de réseau. Du point de vue des réseaux de distribution, cette variante implique la charge la plus importante due à l'injection de courant. En ce qui concerne le réseau de transport, la charge liée au courant injecté serait similaire à celle dans la variante C & E.

2.1.3 Systèmes de mesure intelligents (Smart Metering)

La Stratégie énergétique 2050 jette les bases de l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 définit les coûts de ces systèmes comme en principe imputables aux coûts de réseau pour autant qu'ils répondent à certaines exigences techniques minimales. En 2014, l'OFEN a publié un rapport qui identifie ces exigences techniques minimales et aborde les modalités d'introduction [6]. Les coûts de cette introduction ont été évalués par Ecoplan sur mandat de l'OFEN [7]. Les coûts (supplémentaires) liés à l'introduction des compteurs intelligents sont pris en compte dans la présente étude. Il s'agit uniquement des *surcoûts* d'investissement, d'exploitation et de communication ainsi que des coûts des campagnes d'efficacité.

Le document [7] fournit des informations sur les coûts d'investissement, d'exploitation et de communication ainsi que sur les coûts des campagnes d'efficacité sous forme de valeurs actuelles nettes. La présente étude convertit les valeurs actuelles des coûts d'investissement en montants d'investissement jusqu'en 2035 et 2050, afin de pouvoir les englober dans les montants d'investissement qui seront nécessaires pour la rénovation, le développement et l'enfouissement du réseau (résultats au chap. 3). En ce qui concerne les annuités (chap. 4), les autres postes de coûts, à savoir les coûts d'exploitation et de communication ainsi que les coûts des campagnes d'efficacité, sont également pris en compte.

Le taux d'intérêt de 2 % appliqué selon les données d'Ecoplan pour le calcul des valeurs actuelles figurant dans le document [7] est repris ici pour la conversion des valeurs actuelles en montants d'investissement.

Selon les données d'Ecoplan, la valeur actuelle des coûts d'investissement *supplémentaires* (surcoûts), autrement dit la différence entre les coûts d'une introduction généralisée des compteurs intelligents et ceux d'un maintien du statu quo, s'élève à environ 0,8 milliard de francs pour la période allant de 2015 à 2035 et à environ 1 milliard pour celle allant de 2015 à 2050.

En effectuant la conversion décrite plus haut, il en résulte des montants d'investissement à hauteur de 0,9 milliard de francs pour la période allant de 2015 à 2035 et de 1,3 milliard pour celle allant de 2015 à 2050¹. On retrouve également ces dernières valeurs au chap. 3 en lien avec la documentation des coûts d'investissement. Ces coûts d'investissement sont pris en compte – avec les autres coûts d'investissement (rénovation en raison de l'âge des installations, mesures de développement du réseau, etc.) – dans le calcul des annuités et des rémunérations pour l'utilisation du réseau qui en découlent (cf. chap. 2.6)².

Selon les données d'Ecoplan, la valeur actuelle des coûts *supplémentaires* (surcoûts) de l'exploitation, de la communication et des campagnes d'efficacité s'élève à environ 0,6 milliard de francs pour la période allant de 2015 à 2035 et à environ 1,1 milliard pour la période allant de 2015 à 2050. Il en découle des coûts annuels moyens d'environ 35 millions de francs par an pour la période allant de 2015 à 2035 et d'environ 40 millions par an pour celle allant de 2015 à 2050. Ces dernières valeurs sont prises en compte dans le détail des annuités au chap. 4.

2.1.4 Conséquences pour le soutirage d'énergie et de puissance

Pour analyser le besoin de développement du réseau et plus précisément les conséquences sur les coûts du réseau et sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau, il faut tout d'abord étudier quelles répercussions les changements dans l'offre et la demande cités plus haut ont sur la charge des réseaux.

Ce sont en premier lieu les valeurs des puissances qui sont déterminantes pour le dimensionnement des réseaux et donc pour le besoin de développement et les coûts. Les soutirages d'énergie sont également importants pour estimer l'impact des modifications des coûts du réseau sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau, car selon le principe de répercussion des coûts actuellement en vigueur, les coûts du réseau sont affectés aux niveaux de réseau et aux clients qui y sont raccordés en partie sur la base des puissances maximales et en partie sur celle des soutirages d'énergie.

¹ En raison du taux d'actualisation (pour les taux supérieurs à 0 %), la valeur actuelle des investissements pendant une période donnée est forcément plus basse que le montant des investissements pour la même période.

² Les coûts du capital entrant en ligne de compte pour les annuités sont calculés à partir des investissements en appliquant un taux d'intérêt de 4,7 %.

Selon les résultats de l'étude Prognos [5], les consommateurs finaux sont répartis dans les quatre groupes suivants:

- ménages et agriculture;
- services;
- industrie;
- transports.

Dans le cadre de la présente étude, la consommation annuelle de ces quatre groupes a été répartie entre les différents niveaux de réseau selon la clé de répartition présentée au tableau 2.1. Cette clé repose sur des valeurs empiriques de Consentec issues de différentes études menées sur mandat de gestionnaires de réseaux suisses, autrichiens et allemands. Les niveaux de réseau 2 et 1 ne figurent pas explicitement dans le tableau, car en règle générale aucun client n'y est directement raccordé.

	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3
Ménages et agriculture	100 %	0	0	0	0
Services	45 %	40 %	15 %	0	0
Industrie	0	0	30 %	35 %	35 %
Transports	0	0	60 %	0	40 %

Tableau 2.1: Répartition relative des groupes de consommateurs entre les niveaux de réseaux (NR) de distribution, en %.

C'est sur cette base que la consommation d'énergie décrite dans les différents scénarios de demande (cf. chap. 2.1.1) est répartie entre les niveaux de réseau. Les résultats sont représentés à la figure 2.1. Celle-ci montre la consommation d'énergie globale des différents niveaux de réseau, autrement dit aussi bien celle des consommateurs directement raccordés au niveau en question que celle des consommateurs raccordés aux niveaux en aval.

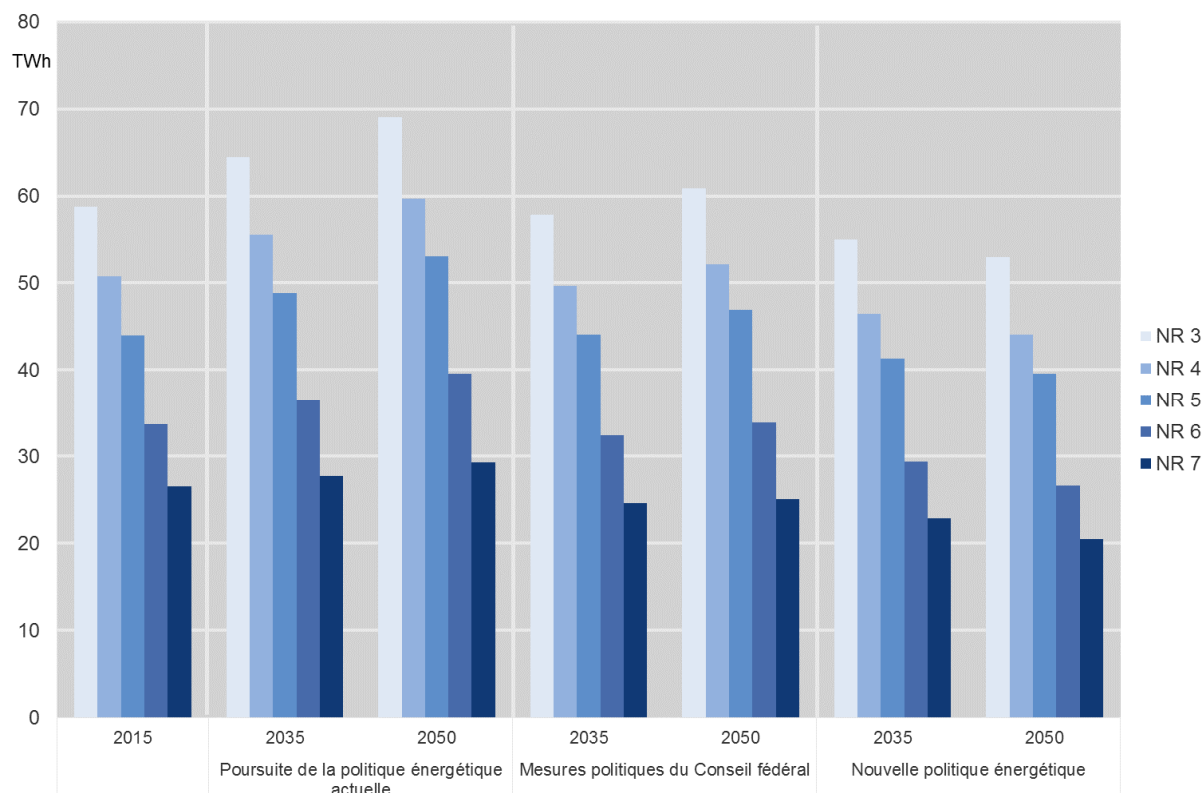


Figure 2.1: Consommation d'énergie (en TWh) des différents niveaux de réseau selon les trois scénarios de demande («Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral», «Nouvelle politique énergétique») en 2035 et en 2050, en comparaison avec les valeurs de 2015.

En supposant, conformément à la pratique, que le nombre annuel moyen d'heures d'utilisation s'élève à environ 3500 h/a aux niveaux de réseau 7 et 6 et à 5500 h/a aux niveaux 2 à 5, on obtient les pointes de charge annuelles présentées à la figure 2.2. Le fait que la pointe de charge annuelle cumulée soit plus élevée au niveau de réseau 6 qu'au niveau 5 résulte de la différence en ce qui concerne les heures d'utilisation à ces niveaux de réseau.

Les valeurs de la figure 2.1 et de la figure 2.2 sont représentées sous forme de tableau à l'annexe A.1. Y sont également indiquées les valeurs relatives aux pointes de charge annuelles des scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Nouvelle politique énergétique» pour les années 2035 et 2050 comparées à 2015, tels qu'elles ont été utilisées dans l'étude antérieure (cf. chap. 8).

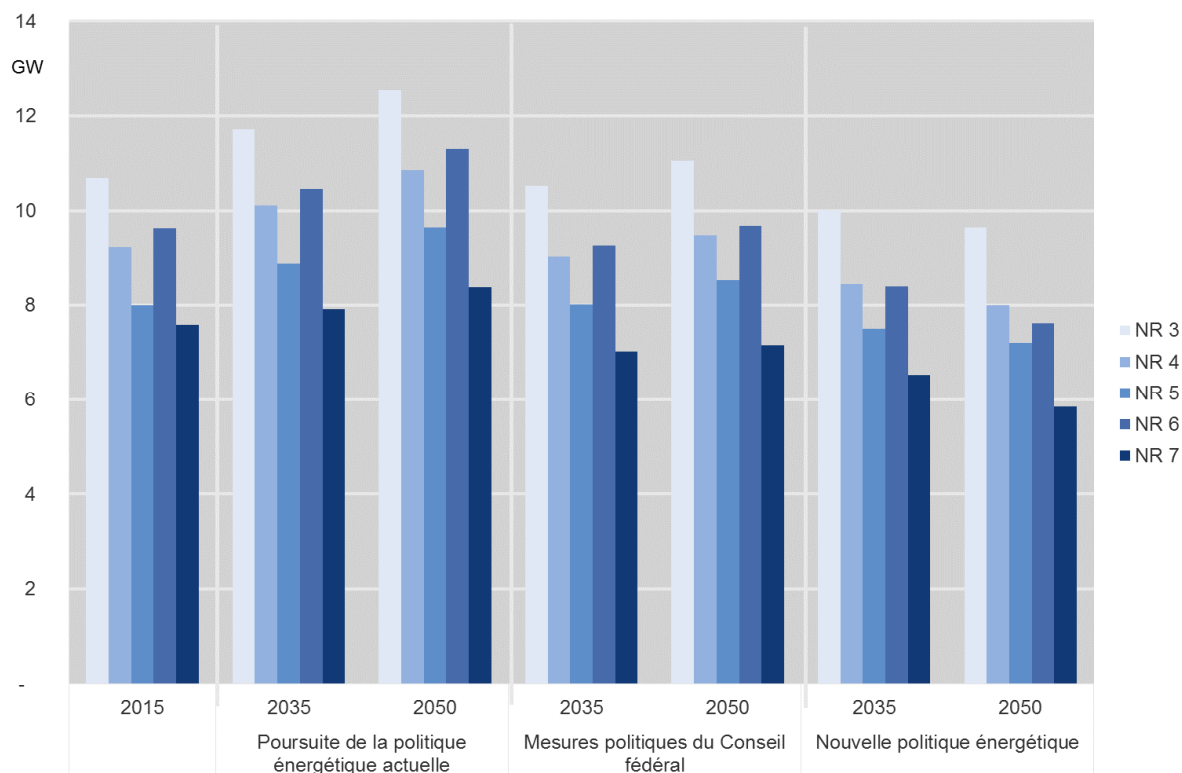


Figure 2.2: Pointes de charge annuelles (en GW) des différents niveaux de réseau selon les trois scénarios de demande («Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral», «Nouvelle politique énergétique») en 2035 et en 2050, en comparaison avec les valeurs de 2015.

2.2 Stratégie Réseaux électriques

2.2.1 Facteur de surcoût pour le câblage

La Stratégie Réseaux électriques définit des conditions-cadres visant à améliorer la transformation et le développement nécessaires des réseaux. Dans la perspective des coûts de développement du réseau que la présente étude se propose de déterminer, l'enfouissement d'une large part des réseaux de distribution visé par l'instrument du «facteur de surcoût pour le câblage» joue un rôle central. Le facteur de surcoût pour le câblage est fixé par le Conseil fédéral et peut donc varier dans le temps. Toutefois, la loi prévoit un plafond de 3,0 que le Conseil fédéral doit respecter. Selon l'étude *Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors* (finalisée en 2013), cette valeur permettra, à long terme, de câbler presque entièrement les niveaux de réseau

7 à 3. En accord avec l'OFEN, le facteur de surcoût pour le câblage a été fixé à 3,0 dans les analyses de manière à représenter les coûts maximaux envisageables. Si un facteur de surcoût pour le câblage moins élevé était fixé dans la suite du processus législatif, les coûts du câblage indiqués dans la présente étude seraient également moins élevés. Toutefois, en raison des incertitudes dans ce domaine, la présente étude considère le pire des cas en termes de coûts.

2.2.2 Budgets d'innovation

La Stratégie Réseaux électriques propose en outre l'introduction de «budgets d'innovation» pour encourager les gestionnaires de réseau à utiliser des technologies intelligentes. Le montant de ces budgets devrait s'élever au maximum à 0,5 % des recettes qui reviennent aux gestionnaires tout en restant inférieur à un certain plafond en valeur absolue. En accord avec l'OFEN, deux hypothèses distinctes ont été retenues en ce qui concerne cette limite absolue: 500 000 francs par an et 750 000 francs par an par gestionnaire de réseau. Les modèles de calcul des coûts du réseau tiennent également compte de ces conditions-cadres.

2.3 Référence - développements sans Stratégie énergétique 2050

Afin de pouvoir mieux illustrer le besoin de développement du réseau qui ressort de la Stratégie énergétique 2050 ainsi que les coûts afférents, la présente étude prend pour référence le cas qui suppose qu'aucune mesure indiquée par cette stratégie n'est mise en œuvre. Dans ce cas de figure, la demande augmenterait conformément au scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» décrit au chap. 2.1.1, et on y répondrait pour l'essentiel par la construction de grandes centrales conventionnelles. En revanche, cette augmentation ne donnerait pas lieu à la construction massive d'installations de production décentralisées comme indiqué dans les trois variantes d'offre esquissées au chap. 2.1.1. De plus, les mesures proposées dans la Stratégie Réseaux électriques ne seraient pas mises en œuvre; cela signifie en particulier qu'il n'y aurait ni câblage supplémentaire dû au facteur de surcoût ni budgets d'innovation.

2.4 Détermination du besoin de rénovation du réseau actuel

Afin d'estimer les coûts de remplacement du réseau existant en raison de l'âge des installations, la présente étude admet, de façon simplifiée, que la structure d'ancienneté du réseau présente une répartition homogène. Elle considère que la durée d'utilisation technique moyenne est de

80 ans pour les lignes au niveau de réseau 1 et de 50 ans pour toutes les autres infrastructures des niveaux de réseau 1 à 7. Ces valeurs correspondent globalement aux durées d'utilisation moyennes observées dans la pratique.

Ces hypothèses permettent d'estimer le besoin de rénovation du réseau actuel comme suit (les données concernant le réseau actuel se trouvent à l'annexe A.3):

- 25 % des lignes actuelles du niveau de réseau 1³ ((2035-2015) / 80 ans) doivent être renouvelés d'ici à 2035 et 44 % ((2050-2015) / 80 ans) d'ici à 2050;
- 40 % de toutes les autres infrastructures des niveaux de réseau 1 à 7 ((2035-2015 / 50 ans) doivent être renouvelés d'ici à 2035 et 70 % ((2050-2015 / 50 ans) d'ici à 2050.

Les approches pour le calcul des coûts indiquées au chap. 2.7 permettent de déterminer les coûts d'investissement liés au besoin de rénovation. Les résultats correspondants se trouvent au chap. 3.

2.5 Détermination du besoin de développement du réseau

2.5.1 Remarques préliminaires

La présente étude est pour l'essentiel une actualisation des résultats d'études antérieures. Son élaboration s'est imposée en raison de la modification des prévisions concernant l'évolution de l'offre et de la demande dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 (cf. chap. 2.1). Les principales études antérieures servant à déterminer le besoin de développement du réseau sont les suivantes:

- *Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz*, finalisée en 2012 [1], menée par Consentec sur mandat de l'OFEN;
- *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*, finalisée en 2012 [3] et basée sur l'étude *Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz*, finalisée en 2010 [2]. Les deux études ont été menées par Consentec sur mandat de l'OFEN.

³ Etat actuel du réseau: env. 2300 kilomètres de tracés 220 kV et env. 850 kilomètres de tracés 380 kV.

La présente étude adopte par principe les méthodes et les outils d'analyse utilisés et éprouvés dans le cadre de ces études antérieures, avec d'éventuelles différences au niveau du paramétrage des outils mis en œuvre. Ces différences s'expliquent surtout par le fait que les prévisions actuelles concernant l'évolution de l'offre et de la demande reposent en partie sur des données (p. ex. relatives à la répartition des charges entre les niveaux de réseau) qui divergent de celles qui prévalaient au moment de la rédaction des études antérieures.

En raison de sa similitude sur le fond avec les études antérieures, la méthodologie appliquée dans la présente étude n'est expliquée que dans les grandes lignes en procédant à une différenciation en fonction des réseaux de transport et de distribution. Les rapports sur les études antérieures contiennent une description détaillée.

En outre, les travaux suivants ont été pris en compte lors du calcul des coûts du réseau:

- *Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors*, finalisée en 2013 [4] et menée par Consentec sur mandat de l'OFEN;
- *Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen, Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012*, finalisée en 2015 [7] et menée par Ecoplan sur mandat de l'OFEN (cf. chap. 2.1.3).

2.5.2 Réseaux de distribution

L'analyse du modèle de réseau constitue le principal élément de la méthodologie utilisée pour déterminer l'impact de l'évolution de l'offre et de la demande sur le développement des niveaux de réseau de distribution. Ce type d'analyse repose sur l'idée consistant à décrire la tâche d'approvisionnement de manière très abstraite, en ayant recours à l'approche «ex nihilo» et à un nombre restreint de variables d'entrée. Cette approche suppose implicitement une structure de réseau complète à la date de référence, répondant de manière optimale aux exigences de capacité, de façon à ce que les coûts résultant de l'analyse du modèle de réseau représentent un montant minimal. Cela permet d'étudier facilement les principales corrélations entre les variables d'entrée et de sortie à l'aide de structures de réseau optimales en termes de coûts et indépendamment d'influences particulières spécifiques aux cas. Les éléments suivants ont été définis comme variables d'entrée caractéristiques: la zone approvisionnée, le nombre, la situation et les caractéristiques des charges et des producteurs ainsi que des conditions techniques

secondaires. Le résultat se présente sous forme de structures quantitatives par niveau de réseau permettant également de déterminer les coûts occasionnés.

Éléments clés du dimensionnement du réseau

Le dimensionnement des niveaux de réseau 7, 5 et 3, se rapportant à des lignes, est déterminé pour l'essentiel par la répartition des raccordements au réseau, autrement dit des raccordements domestiques, des postes locaux et des stations de transformation. Dans ce contexte, le besoin de lignes dépend dans une large mesure de la distance à parcourir entre les raccordements. En revanche, la puissance soutirée ou injectée au niveau du raccordement n'influence le besoin de lignes du niveau de réseau concerné que de manière secondaire. Cela est dû au fait que les installations mises en place pour relier les raccordements affichent en principe une capacité minimale qui suffit en règle générale pour remplir les besoins en termes de puissance. Ainsi, ce n'est qu'en cas de modifications importantes des besoins de puissance qu'un type de ligne plus ou moins performant est utilisé à la place du type standard. Une telle modification peut être la hausse des besoins pour le transport de puissance due par exemple à la construction d'installations de production décentralisées telle que décrite dans les différentes variantes d'offre des perspectives énergétiques. La modification des besoins de puissance du côté des consommateurs, décrite dans les scénarios de demande des perspectives énergétiques, conduit également à une modification des exigences posées aux réseaux.

Contrairement au dimensionnement des niveaux de réseau se rapportant à des lignes, le dimensionnement des niveaux de transformation 6, 4 et 2 est déterminé pour l'essentiel par la puissance maximale simultanée de l'ensemble des charges et des injections raccordées à la station de transformation considérée ainsi qu'aux niveaux de réseau en aval. Des explications plus détaillées sur les caractéristiques de la charge et de l'injection admises ici se trouvent au chapitre «Caractéristiques de la charge et de la production». Dans ce contexte, le nombre de raccordements au réseau entre lesquels cette puissance maximale se répartit en aval du niveau de transformation considéré n'est pas important.

Répartition géographique des producteurs et des charges

Pour l'analyse du modèle de réseau, il est important de connaître la répartition géographique des producteurs et des charges. Les cas de charge pertinents pour le dimensionnement peuvent

concerner aussi bien les limites de tension que les limites de courant. Dans ce contexte, il convient de distinguer entre zones de desserte urbaines et rurales. Les réseaux urbains sont dimensionnés principalement en termes de limites de courant, alors que le dimensionnement des réseaux ruraux se fait la plupart du temps sur la base des limites de tension. Afin de pouvoir tenir compte des différentes caractéristiques des réseaux urbains et ruraux en ce qui concerne la répartition géographique, la surface totale de la Suisse a été subdivisée en une région urbaine et une région rurale, de manière analogue à ce qui avait été fait dans les études antérieures. La répartition de la surface en régions urbaines et rurales a été soumise à des variations afin de garantir la pertinence des analyses (cf. chap. 6.1). En outre, les régions urbaines et rurales ont chacune été réparties en deux zones de desserte comportant ou non des installations de production.

Les études antérieures ont montré que la répartition géographique des installations de production dans le réseau a une influence significative sur le réseau nécessaire. La répartition géographique a été décrite par la grandeur «degré de concentration». Cette grandeur indique la part de la surface urbaine ou rurale occupée par des installations de production, autrement dit la part du réseau potentiellement concernée par la construction de telles installations. Dans la présente étude, on part du principe que cette grandeur s'élève à 30 %, ce qui signifie qu'on admet que 30 % de la surface d'approvisionnement (de la région urbaine comme de la région rurale) abritent des installations de production et que les 70 % restants sont uniquement déterminées par la charge. Il ne s'agit bien sûr que d'une prévision – basée sur l'observation de la construction massive d'installations de production décentralisées en Allemagne au cours des dernières années – qui comporte forcément des incertitudes. Afin de consolider les résultats, la valeur de 30 % a été soumise à des variations (cf. chap. 6.3).

Caractéristiques de la charge et de la production

Le recours aux installations de production décentralisées dépend, suivant le type d'installation, de différents aspects, par exemple de la présence de sources d'énergie primaire, comme dans le cas des installations photovoltaïques. La question décisive consiste à savoir quel est le rapport entre l'évolution temporelle de la charge et celle de la puissance produite, autrement dit dans quelle mesure les caractéristiques d'exploitation des installations sont axées sur la charge. Toutefois, pour toutes les installations de production considérées ici, le gestionnaire concerné décide de leur exploitation et, pour ce faire, il ne tient généralement pas compte de la charge

actuelle du réseau, laquelle est déterminante en ce qui concerne l'utilisation de la capacité et le maintien de la tension.

D'après la réglementation en vigueur, le gestionnaire est certes informé du recours aux installations de production décentralisées – du moins en grande partie (en fonction de l'importance de la puissance installée) –, mais il n'est pas en mesure de l'influencer (à moins que le contrat n'en dispose autrement). Par conséquent, en ce qui concerne le dimensionnement de leurs réseaux et l'évaluation de la situation en matière de raccordement, les gestionnaires doivent partir du principe que, dans le cadre de l'exploitation habituelle conforme aux dispositions (p. ex. pour la production de chaleur), les installations de production fonctionnent indépendamment de la charge. Cet état de fait est pris en compte en vue du calcul de la charge. Concrètement, chaque technologie de production est décrite par une courbe d'injection (indépendante de la charge). De plus, les courbes d'injection sont considérées en pratique comme étant indépendantes les unes des autres et également indépendantes des niveaux de réseau de raccordement. Quant à la charge, on considère également une courbe usuelle, qui tient en outre compte de la composition propre à chaque niveau de réseau, concrètement sous forme d'heures d'utilisation (déjà mentionnées au chap. 2.1.4). Pour le dimensionnement des différents niveaux de réseau, les courbes sont superposées de manière conforme à la pratique et on détermine le moment où la charge est au maximum.

Les caractéristiques d'injection des différents types de production (photovoltaïque, éolienne, etc.) sont reprises sans modification des études antérieures et ne sont donc pas décrites davantage sur ces pages. L'importance de la capacité de production installée et la répartition de cette capacité entre les différents types de production sont définies conformément aux variantes d'offre présentées au chap. 2.1.1.

Développement du réseau - mesures conventionnelles et mesures avec technologies intelligentes

Deux types de mesures sont envisageables pour développer le réseau: les mesures conventionnelles et les mesures recourant aux technologies intelligentes. Ces deux types sont pris en compte dans la présente étude. La construction de lignes et de transformateurs (postes, stations de transformation) est examinée dans l'optique des mesures conventionnelles.

L'utilisation de transformateurs réglables, en tant qu'une des options les plus prometteuses pour les années à venir, est examinée dans l'optique des technologies intelligentes⁴. Toutes les analyses prévoient en principe l'utilisation de ce type de transformateur là où cela présente un avantage du point de vue du besoin de développement du réseau. Afin de chiffrer cet avantage, on considère à chaque fois une variante de comparaison qui prévoit le développement purement conventionnel du réseau.

La présente étude part du principe que le développement du réseau se fait de manière à ce que l'ensemble des installations de production puissent injecter à tout moment leur puissance maximale. La gestion de l'injection, considérée à l'heure actuelle comme une autre mesure prometteuse parmi les mesures du domaine des technologies intelligentes, est évaluée dans le cadre d'une analyse de sensibilité. Il s'agit pour les installations de production de réduire leur puissance d'injection sur instruction du gestionnaire du réseau. Dans une analyse de sensibilité, on suppose que l'ensemble des installations à tous les niveaux de réseau sont en principe en mesure de limiter leur puissance d'injection et que la mesure a ainsi un effet sur toutes les installations; l'ampleur de la limitation est variable (cf. chap. 6.4).

Il est en principe possible de combiner les transformateurs réglables et la gestion de l'injection. Les premiers sont utiles dans les zones de desserte sujettes à des problèmes de tension, mais ne sont pas efficaces en cas de problèmes de courant, où la seconde solution peut en revanche s'avérer précieuse. Les analyses relatives à la gestion de l'injection, dont les résultats sont présentés au chap. 6.4, partent du principe que des transformateurs réglables sont également utilisés.

2.5.3 Réseaux de transport

Le besoin de développement du réseau de transport est directement lié à l'état de charge du réseau. Pour sa part, ce dernier dépend fortement de la situation de demande prédominante sur les marchés considérés et ainsi de l'exploitation régionale et européenne des centrales. En outre, il convient de prendre en compte les limites de la capacité de transport du réseau de transport transfrontalier.

⁴ Le coût retenu pour les transformateurs réglables figure au chap. 2.7.

Afin d'illustrer ces interdépendances, une des études antérieures mentionnées [1] a appliqué une procédure en plusieurs étapes, qui a débuté par une simulation du marché énergétique européen (avec accent sur la Suisse et ses voisins) pour l'année considérée à l'aide d'une grille horaire. La deuxième étape a consisté à analyser les résultats de cette simulation (charges et injections chaque heure, à l'échelle des nœuds du réseau) et à en déduire des situations susceptibles de conduire à des charges importantes du réseau. Des modèles de flux de charge du réseau de transport européen ont été établis pour les heures ainsi sélectionnées, modèles qui ont servi de base aux calculs liés à la technique du réseau. Les résultats, en particulier celui concernant le cas de surcharge du réseau, ont constitué la base pour définir un développement approprié de ce dernier en vue d'éliminer les éventuelles congestions.

Dans le cadre de la présente étude visant à actualiser les coûts du réseau, reprendre les mêmes simulations avec des variables d'entrée différentes serait fastidieux et ne représente pas non plus une nécessité absolue. Après analyse des changements au niveau des scénarios d'offre et de demande (cf. chap. 2.1), il ne faut pas s'attendre à ce que la situation ait beaucoup changé par rapport aux variantes considérées dans l'étude antérieure, avec des répercussions sur les réseaux de transport. Par ailleurs, comme le montrent les explications qui suivent, les modifications des coûts du réseau liées aux changements des réseaux de transport n'ont en comparaison que très peu contribué aux modifications des coûts globaux du réseau. Par conséquent, le réseau de transport n'a pas fait l'objet de nouveaux calculs, mais des conséquences possibles ont été discutées à partir des résultats de l'étude antérieure. Les changements qui en découlent ont été ensuite estimés sur le plan quantitatif.

Afin d'estimer quantitativement l'impact des changements des scénarios d'offre et de demande (cf. chap. 2.1) sur le réseau de transport, des comparaisons ont été menées dans un premier temps entre les scénarios de la présente étude et ceux de l'étude antérieure [1] dans l'objectif de conclure de manière ciblée à des analogies et à des différences au niveau des résultats.

Le résultat majeur de l'étude antérieure a été de constater que la situation de charge du réseau de transport est déterminée principalement par l'évolution de la demande et du système de production en Europe, qui a déjà fait l'objet d'un examen approfondi dans l'étude antérieure. En revanche, les répercussions des variantes d'offre d'électricité en Suisse – en tant que condition ayant changé par rapport à l'étude antérieure – sur le réseau de transport suisse sont moins marquées et fortement limitées au niveau régional.

Dans ce contexte, on peut retenir que les changements au niveau de la demande ont tendance à influencer davantage le besoin de développement du réseau de transport suisse que les changements au niveau de la production centralisée et décentralisée.

Comparaison des scénarios de demande

Une comparaison des pointes de charge prévues dans les scénarios de demande de la présente étude et de l'étude antérieure (tableau 2) montre que la pointe charge dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» de l'étude antérieure correspond à peu près à celle attendue par le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» de la présente étude. On peut donc admettre avec une bonne approximation que le besoin de développement établi par l'étude antérieure dans le cadre du scénario «Nouvelle politique énergétique» s'applique aujourd'hui au scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral».

Scénario de demande	Pointe de charge, étude antérieure [1]		Pointe de charge, présente étude	
	2035	2050	2035	2050
Poursuite de la politique énergétique actuelle	13,0 GW	14,0 GW	11,1 GW	11,9 GW
Nouvelle politique énergétique	10,5 GW	10,5 GW	9,5 GW	9,2 GW
Mesures politiques du Conseil fédéral	-	-	10,0 GW	10,5 GW

Tableau 2.2: Comparaison des pointes de charge prévues par la présente étude et par l'étude antérieure pour les années 2035 et 2050.

L'étude antérieure a établi que la différence entre les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Nouvelle politique énergétique» en ce qui concerne le besoin de nouvelles lignes s'élève à environ 150 km d'ici à 2050. L'augmentation de la charge actuellement d'environ 10 GW est deux fois moins élevée dans le scénario «Poursuite de la politique actuelle» que celle prévue par l'étude antérieure (tableau 2.2). En effectuant une approximation

grossière, on peut admettre que besoin de développement concernant les lignes électriques évolue de manière proportionnelle à la charge et qu'il diminue donc d'environ 50 % pour passer à 75 km. Il convient toutefois de tenir compte du fait qu'il y a toujours construction de nouvelles lignes lorsque le flux de courant passant par un raccordement dépasse la capacité de charge de ce dernier. On ne peut donc pas parler de proportionnalité au sens strict entre le besoin de développement et la pointe de charge. Il est possible que, dans certains cas, la capacité de charge du système d'alimentation en place au moment donné soit déjà dépassée même en présence d'une augmentation deux fois moins importante de la charge, de sorte qu'il est difficile de renoncer à un projet de développement du réseau. Toutefois, dans la perspective de l'estimation du besoin de développement minimal, l'approche simplifiée semble acceptable.

Comparaison des variantes d'offre

De manière analogue aux réflexions concernant le lien entre besoin de développement des lignes et modification de la charge, on peut certes supposer que le réseau à proximité des centrales est potentiellement déchargé suite à la disparition d'unités de centrale. Il est toutefois difficile de déterminer avec précision sur le plan qualitatif si cette situation est susceptible de conduire à l'abandon d'un projet de développement de lignes. Comme dans le cas de l'évolution de la charge, on part également du principe, dans le sens d'une estimation du besoin de développement minimal, que l'abandon de CCC peut conduire à renoncer à un projet de développement de lignes dans les scénarios de demande «Poursuite de la politique actuelle» et «Nouvelle politique énergétique». Ici aussi on admet, en tant qu'estimation haute, qu'en plus de l'abandon mentionné de projets de développement en lien avec la charge, un autre projet de développement de lignes (double ligne de 380 kV d'une longueur de 50 km) est supprimé, projet qui aurait occasionné des coûts d'investissement d'environ 135 millions de francs selon l'évaluation sur la base des coûts spécifiques actuellement applicables (tableau 2.8).

2050	Variante d'offre C & E, étude antérieure [1]	Variante d'offre C & E, présente étude
Poursuite de la politique énergétique actuelle	9 CCC	6 CCC
Nouvelle politique énergétique	5 CCC	4 CCC
Mesures politiques du Conseil fédéral		5 CCC

Tableau 2.3 Comparaison du nombre de centrales à gaz à cycle combiné (CCC) supplémentaires nécessaires selon les scénarios de demande pour couvrir le besoin d'énergie électrique dans la variante d'offre C & E.

2.6 Détermination des annuités et des rémunérations pour l'utilisation du réseau

Outre les coûts d'investissement, l'étude relative à l'évaluation du besoin de développement du réseau examine également les coûts annuels (annuités). Les répercussions sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau font également l'objet d'une estimation.

Les annuités englobent les coûts du capital, autrement dit les coûts occasionnés par le financement des investissements en tenant compte d'un taux d'intérêt (fixe) et des délais d'amortissement propres aux infrastructures, ainsi que les coûts d'exploitation, autrement dit les coûts occasionnés chaque année par l'entretien et la maintenance. Les coûts du capital sont déterminés à partir des coûts d'investissement en appliquant les délais d'amortissement théoriques usuels en Suisse. Les coûts d'exploitation sont calculés sur une base réelle à l'aide de différentes méthodes utilisées en fonction des gestionnaires de réseaux. Or la présente étude ne permet pas de décrire toute la diversité de ces méthodes en détail. Pour simplifier, les coûts d'exploitation sont donc estimés à l'aide d'un pourcentage fixe des coûts d'investissement annuels. Les paramètres de calcul appliqués sont décrits au chap. 2.7.

Lors de l'analyse des effets sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau, on tient compte du principe actuel de répercussion des coûts. Ainsi, les coûts des niveaux de réseau en amont sont répercutés sur les consommateurs finaux du niveau de réseau concerné et des niveaux en aval à hauteur de 30 % de l'énergie brute (total de l'énergie annuelle fournie aux consommateurs du niveau en question) et de 70 % de la puissance nette (puissance fournie par les niveaux

de réseau en amont). Les valeurs de puissance et de consommation aux différents niveaux de réseau pertinentes pour la répercussion des coûts ont été obtenues par un calcul de différence à partir des soutirages d'énergie et de puissance présentés au chap. 2.1.4.

2.7 Coûts et paramètres de calcul

Les calculs de la présente étude reposent sur les coûts et les paramètres de calcul énoncés ci-après. Sont décrits en premier lieu les coûts appliqués aux infrastructures des réseaux de distribution (niveaux de réseau 7 à 2), puis ceux appliqués aux infrastructures du réseau de transport (niveau 1).

Réseau de distribution - coûts d'investissement spécifiques

Dans le cas des lignes aériennes, on suppose différents types de lignes en fonction du niveau de réseau. Cette différenciation est effectuée sur la base du matériau des pylônes. Pour le niveau de réseau 7, on part du principe qu'il s'agit exclusivement de pylônes en bois, alors qu'aux niveaux 3 et 5, les pylônes sont en acier et en béton. On admet que la part quantitative des différents types s'élève à 50 % chacun. Les types de pylônes sont présentés au tableau 2.4. Les coûts du montage des conducteurs de phases des lignes aériennes sont supposés identiques pour tous les types de lignes aériennes.

Type de ligne aérienne	Niveau de réseau (part en %)		
	NR 7	NR 5	NR 3
Type 1	Bois (100 %)	Bois (50 %)	Acier (50 %)
Type 2		Béton (50 %)	Béton (50 %)

Tableau 2.4: Types de lignes aériennes selon le matériau du pylône aux niveaux de réseau de distribution (source: [4]).

Les coûts d'investissement spécifiques aux infrastructures des différents niveaux de réseau sont présentés au tableau 2.5.

Infrastructure	Millions de francs/km ou millions de francs/pièce					
	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3	NR 2
Poste de réseau ⁵		0,10 (conventionnel) 0,11 (transformateur réglable) ⁶		5, 0		40, 0
Câble	0,30		0,37		1,20	
Ligne aérienne type 1	0,15		0,195		0,635	
Ligne aérienne type 2			0,325		0,525	

Tableau 2.5: Coûts d'investissement spécifiques aux différents types d'infrastructure (source: [4], estimation propre).

En ce qui concerne les coûts d'exploitation, on part du principe qu'ils correspondent à un pourcentage fixe des coûts d'investissement (tableau Tableau 2.6). Sont pris en considération uniquement les coûts occasionnés par l'entretien et la maintenance des infrastructures concernées. D'autres coûts définis comme coûts d'exploitation par les gestionnaires du réseau (p. ex. coûts pour la conduite du réseau) sont laissés de côté, car la façon de procéder des différents gestionnaires varie considérablement, de sorte qu'il est difficile de quantifier de tels composants de coûts de manière générale.

Les coûts d'exploitation des systèmes de mesure intelligents découlent directement des coûts indiqués dans l'étude Ecoplan [7]. En font partie des dépenses pour le matériel informatique et les logiciels (licences, maintenance ou support, protection et sécurité des données), pour la communication et pour l'organisation de campagnes d'efficacité. Comme expliqué au chap. 2.1.3, les valeurs actuelles nettes indiquées dans le document [7] ont été recalculées en appliquant aux annuités le taux d'intérêt de 2 % de l'étude en question.

⁵ Les coûts des postes de réseau englobent en principe l'ensemble des infrastructures du réseau de transformation concerné, à savoir non seulement les transformateurs, mais aussi les postes de couplage et les bâtiments, etc. Exception: les postes de couplage 380 kV et 220 kV du réseau de transport (installées dans les stations de transformation du niveau 2) sont considérées de manière séparée (cf. tableau Tableau 2.8).

⁶ Les surcoûts d'un transformateur réglable par rapport à un transformateur conventionnel ont été estimés à 10 000 francs. Selon les auteurs, il s'agit d'une estimation plausible des surcoûts pour les années 2035 et 2050 considérées.

Infrastructure	Coûts d'exploitation en % des coûts d'investissement/an					
	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3	NR 2
Poste de réseau		0,5		0,5		0,5
Câble	0,4		0,4		0,4	
Ligne aérienne type 1	2,0		2,0		1,0	
Ligne aérienne type 2			1,0		1,0	

Tableau 2.6: Coûts d'exploitation des différents types d'infrastructure (source: [4] et valeurs empiriques de Consentec).

Le taux d'intérêt à la base du calcul des coûts du capital s'élève à 4,7 % pour toutes les infrastructures, y compris les systèmes de mesure intelligents. Les durées d'amortissement qui ont été appliquées et différenciées selon le niveau de réseau et le type d'infrastructure sont présentées au tableau 2.7. La durée d'amortissement des systèmes de mesure intelligents (18 ans) a été reprise du document [7].

Infrastructure	Durée d'amortissement en années					
	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3	NR 2
Taux d'intérêt calculé	4,7 %					
Station de transformation		37,5		37,5		35
Câble	37,5		37,5		37,5	
Ligne aérienne type 1	22,5		22,5		57,5	
Ligne aérienne type 2			37,5		57,5	

Tableau 2.7: Taux d'intérêt calculé et durée d'amortissement des infrastructures.

Coûts d'investissement spécifiques aux infrastructures du réseau de transport

Le tableau 2.8 présente les coûts d'investissement spécifiques aux infrastructures des niveaux de réseau de transport.

Coûts d'investissement	Millions de francs/km ou millions de francs/pièce
Poste de couplage de 220 kV	1,5
Poste de couplage de 380 kV	2,5
Ligne double de 220 kV	1,5
Ligne double de 380 kV	2,5
Transformateur 380/220 kV	30

Tableau 2.8: Coûts d'investissement spécifiques aux infrastructures du réseau de transport
(source: OFEN).

En ce qui concerne les coûts d'exploitation du réseau de transport, on part du principe, de manière analogue à ceux du réseau de distribution, qu'ils correspondent à un pourcentage fixe des coûts d'investissement, soit 1 % dans notre cas.

Le taux d'intérêt constituant la base du calcul des coûts du capital se monte aussi à 4,7 % pour les infrastructures du réseau de transport; les durées d'amortissement appliquées sont présentées au tableau 2.9.

Infrastructure	Durée d'amortissement en années
Poste de couplage de 220 kV	32,5
Poste de couplage de 380 kV	32,5
Ligne double de 220 kV	57,5
Ligne double de 380 kV	57,5
Transformateur 380/220 kV	32,5

Tableau 2.9: Durées d'amortissement des infrastructures du réseau de transport.

3 Résultats - besoin d'investissement futur

Le présent chapitre décrit le besoin d'investissement attendu dans le domaine des réseaux suisses pendant la période allant d'aujourd'hui à 2035 et à 2050. Ce besoin englobe les investissements à tous les niveaux de réseau, résultant aussi bien des changements escomptés du côté de l'offre et de la demande que du remplacement du réseau actuel en raison de l'âge des installations. Dans ce contexte, on part du principe que des technologies intelligentes sont également utilisées sous forme de transformateurs réglables (cf. chap. 2.5.2).

Par ailleurs, la planification pluriannuelle (état 2010) de Swissgrid, la société nationale pour l'exploitation du réseau, est également prise en compte dans les calculs des coûts du niveau de réseau 1. Pendant la durée de la présente étude, Swissgrid a actualisé cette planification et publié le *Rapport sur le réseau stratégique 2025*. Pour des raisons de délai, ce dernier n'a pas pu être pris en compte dans les calculs, mais une brève comparaison figure au chap. 8.

En outre, les résultats ci-après englobent les investissements pour les systèmes de mesure intelligents ainsi que les budgets d'innovation destinés aux solutions intelligentes mentionnés au chap. 2.1.4.

3.1 Besoin d'investissement sans Stratégie énergétique 2050

Tout d'abord, on prend comme référence les investissements qui seraient nécessaires si aucune mesure découlant de la Stratégie énergétique 2050 n'était mise en œuvre (cf. chap. 2.3). Le besoin d'investissement résulte dans ce cas de la nécessité de rénover le réseau actuel (cf. chap. 2.4) et des mesures de développement du réseau qui seraient appliquées en raison des augmentations de la charge auxquelles il faudra s'attendre.

Les coûts d'investissement liés au **remplacement du réseau actuel en raison de l'âge des installations** s'élèveront, pour les niveaux 2 à 7, à environ

- 22,4 milliards de francs jusqu'en 2035 et à
- 39,2 milliards de francs jusqu'en 2050.

Au niveau de réseau 1, le remplacement en raison de l'âge des installations nécessitera environ

- 1,7 milliard de francs jusqu'en 2035 et
- 2,9 milliards de francs jusqu'en 2050.

Il en résulte donc des coûts d'investissement totaux d'environ 24,1 milliards de francs jusqu'en 2035 et d'environ 42,1 milliards de francs jusqu'en 2050 pour la rénovation de l'infrastructure actuelle à tous les niveaux de réseau. A titre de comparaison, la valeur de remplacement du réseau actuel, calculée sur cette base, s'élève à environ 56 milliards de francs pour les niveaux 2 à 7 et à environ 7 milliards pour le niveau 1, soit un total d'environ 63 milliards de francs.

En outre, les mesures de développement du réseau liées aux **augmentations prévues de la charge** en raison de la hausse de la consommation aux niveaux 2 à 7 nécessiteront environ

- 2 milliards de francs jusqu'en 2035 et
- 3,7 milliards de francs jusqu'en 2050.

Au niveau de réseau 1, les investissements supplémentaires nécessaires – planification pluriannuelle de Swissgrid (état 2010) comprise – s'élèveront à environ

- 2,6 milliards de francs jusqu'en 2035 et à
- 2,8 milliards de francs jusqu'en 2050

Les coûts totaux du développement du réseau induit par l'augmentation de la charge s'élèveront donc à 4,6 milliards de francs jusqu'en 2035 et à 6,5 milliards jusqu'en 2050.

Ainsi, sans application des mesures de la Stratégie énergétique 2050, le remplacement du réseau actuel et le développement du réseau lié à l'augmentation de la charge nécessiteraient des investissements dans les réseaux suisses à hauteur de 28,7 milliards de francs environ jusqu'en 2035 et de 48,6 milliards de francs environ jusqu'en 2050.

3.2 Besoin d'investissement avec Stratégie énergétique 2050

Le besoin de développement des réseaux résultant des mesures prévues dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 est présenté ci-après à l'aide des variantes d'offre C & E et C & D & E décrites au chap. 2.1.1. Du point de vue des réseaux, la variante d'offre C & E constitue un cas de charge «moyenne», alors que la variante C & D & E peut être considérée comme le cas le plus défavorable (worst case). Les résultats ont été différenciés selon les trois scénarios de demande («Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral», «Nouvelle politique énergétique»). Comme déjà expliqué au chap. 2.5.2, on admet l'hypothèse de base selon laquelle les transformateurs réglables sont en principe utilisés là où ils sont susceptibles de réduire un éventuel besoin de développement induit par la violation de

la plage de tolérance de fluctuation de la tension. D'autres solutions de développement intelligentes n'ont pas été prises en compte.

3.2.1 Jusqu'en 2035

Le tableau 3.10 présente le besoin d'investissement calculé pour les réseaux de distribution et de transport suisses jusqu'en 2035 pour les variantes d'offre C & E et C & D & E et pour les scénarios de demande «Poursuite de la politique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en comparaison avec le besoin d'investissement sans Stratégie énergétique 2050.

Indépendamment des variantes d'offre et des scénarios de demande, il convient de prendre en compte des coûts d'investissement à hauteur de 0,9 milliard de francs environ pour l'installation des composantes des systèmes de mesure intelligents (cf. chap. 2.1.3) et des budgets d'innovation allant de 235 à 255 millions de francs environ (cf. chap. 2.2.2).

Consommation	Sans Stratégie énergétique 2050	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Production / Construction		C & E		
Réseau de transport				
Rénovation du réseau	1,7	1,7	1,7	1,7
Développement – y.c. planification pluriannuelle de Swissgrid (état 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Réseau de distribution				
Rénovation du réseau	22,4	22,4	22,2	21,5
Impact augmentation de la charge	2,0	2,0	0,0	0,0
Impact production décentralisée	0,0	6,6	6,6	5,8
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0,0	4,7	4,4	4,2
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts) ⁷	0,0	0,9	0,9	0,9
Budgets d'innovation	0,0	0,2	0,2	0,2
Total	28,7	41,1	38,5	36,7
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	12,4	9,8	8,0
Production / Construction		C & D & E		
Réseau de transport				
Rénovation du réseau	1,7	1,7	1,7	1,7
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Réseau de distribution				
Rénovation du réseau	22,4	22,4	22,2	21,5
Impact augmentation de la charge	2,0	2,0	0,0	0,0
Impact production décentralisée	0,0	8,1	8,0	6,6
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0,0	5,2	4,9	4,7
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts) ⁸	0,0	0,9	0,9	0,9
Budgets d'innovation	0,0	0,2	0,2	0,2

Total	28,7	43,1	40,4	38,0
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	14,4	11,7	9,3
Coûts supplémentaires en cas de développement du réseau sans technologie intelligente (sans transformateurs réglables)				
C & E	-	1,2	1,0	0,8
C & D & E	-	1,5	1,4	1,0

Tableau 3.10: Coûts d'investissement [milliards de francs] jusqu'en 2035.

La figure Figure 3.1 présente les coûts d'investissement pour la **variante d'offre C & E** sous forme graphique. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», des investissements supplémentaires d'environ 12,4 milliards de francs sont nécessaires par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050». Sur ces 12,4 milliards, environ 6,6 milliards concernent l'extension suite au développement de la production décentralisée, environ 4,7 milliards portent sur le câblage en raison du facteur de surcoût et 1,1 milliard est destiné aux systèmes de mesure intelligents et aux budgets d'innovation. Les investissements de 22,4 milliards de francs nécessaires dans tous les cas, qui correspondent au remplacement du réseau en raison de l'âge des installations et à son développement lié à la hausse de la consommation à prévoir en l'absence de Stratégie énergétique 2050, restent les mêmes que ceux indiqués dans la variante «sans Stratégie énergétique 2050». Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», le développement du réseau induit par l'augmentation de la charge et les rénovations de lignes se feront toutefois par câblage en raison du facteur de surcoût. Les coûts que cela implique ainsi que les coûts du câblage lié au besoin de développement supplémentaire induit par l'injection décentralisée sont déjà englobés dans les surcoûts de 4,7 milliards de francs résultant du facteur de surcoût pour le câblage. En cas de développement exclusivement conventionnel, autrement dit sans transformateur réglable, 1,2 milliard de francs supplémentaires sont encore nécessaires. Ces coûts supplémentaires tiennent également compte du facteur de surcoût pour le câblage.

Par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050», le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» nécessite des investissements supplémentaires d'environ 9,8 milliards de

⁷ Les coûts des systèmes de mesure intelligents n'englobent pas de coûts d'installations de télécommande centralisée. Si tel était le cas, les coûts seraient 10 % plus élevés.

⁸ Les coûts des systèmes de mesure intelligents n'englobent pas de coûts d'installations de télécommande centralisée. Si tel était le cas, les coûts seraient 10 % plus élevés.

francs. Les coûts du développement induit par la production (6,6 milliards de francs) sont certes aussi élevés que dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», mais il n'y a pas de besoin de développement induit par la charge, car le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» prévoit une baisse de la consommation et donc également de la charge. Les 2,0 milliards de francs nécessaires dans ce contexte dans le cas «sans Stratégie énergétique 2050» sont supprimés. Environ 4,4 milliards de francs sont consacrés au câblage en raison du facteur de surcoût. Ces coûts englobent là aussi le câblage lié à la rénovation du réseau actuel et celui lié au développement supplémentaire du réseau. En cas de développement exclusivement conventionnel, environ 1,0 milliard de francs supplémentaires sont nécessaires.

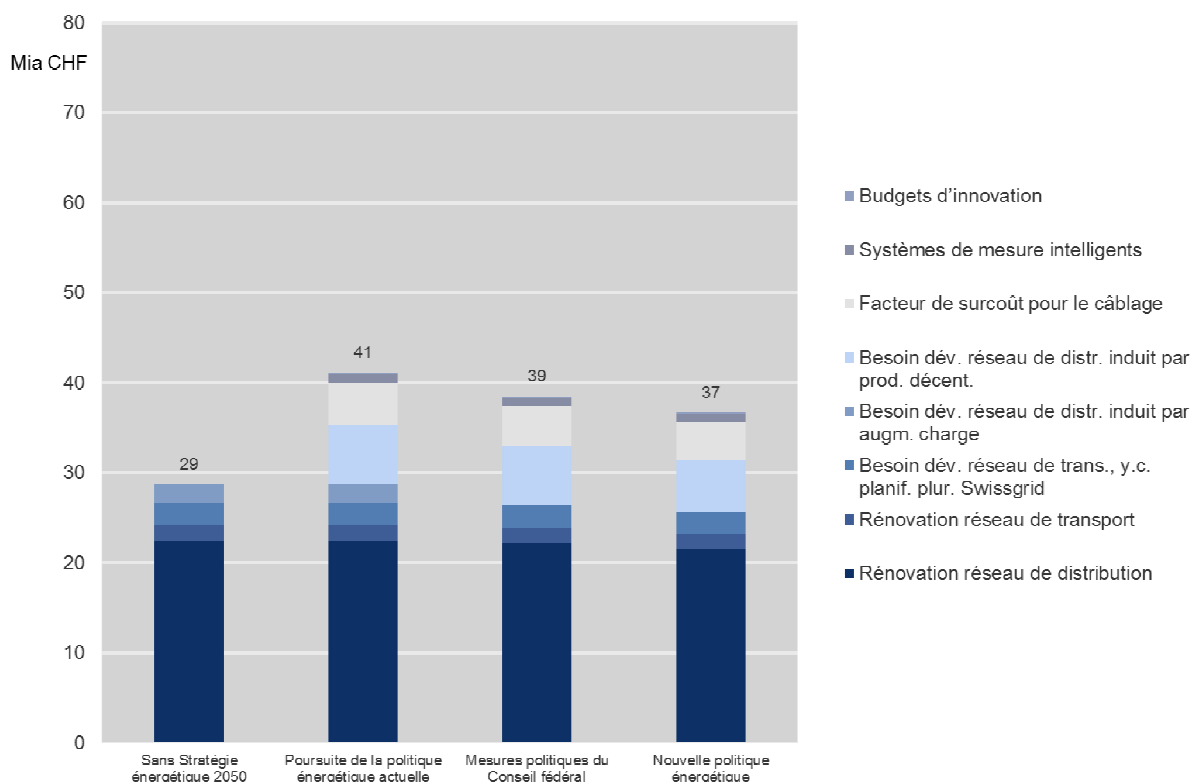


Figure 3.1: Coûts d'investissement des scénarios de demande jusqu'en 2035, variante d'offre C & E.

Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», les investissements supplémentaires par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050» s'élèvent à environ 8,0 milliards de francs. En raison de la charge qui diminue en comparaison avec le cas «sans Stratégie énergétique 2050», la rénovation du réseau y est même moins importante, autrement dit certaines parties du réseau deviennent inutiles. Environ 4,2 milliards de francs sont consacrés au câblage

en raison du facteur de surcoût. En cas de développement exclusivement conventionnel, environ 0,8 milliard de francs supplémentaires sont nécessaires.

La figure Figure 3.2 présente les coûts d'investissement jusqu'en 2035 par niveau de réseau. Dans tous les scénarios, les coûts d'investissement sont générés principalement aux niveaux de réseau concernant les lignes (NR 7, NR 5, NR 3 et NR 1). La part des coûts totaux incombant aux niveaux de transformation s'élève à environ 23 % dans le scénario «sans Stratégie énergétique 2050», à environ 24 % dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à environ 22 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à environ 21 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure Figure 3.2 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.4, lequel différencie les coûts des rénovations et les surcoûts des mesures de développement découlant de la Stratégie énergétique 2050 et de l'augmentation de la charge.

Quant au bénéfice tiré de l'utilisation de transformateurs réglables, il convient d'observer de plus près les niveaux de réseau 7, 6 et 5. Le niveau 6 est celui où de tels transformateurs sont installés. Les niveaux 7 et 5 sont, à côté du niveau 6, ceux où l'utilisation de transformateurs réglables permet de faire des économies sur le développement du réseau. En effet, le développement de lignes en raison de la tension peut être évité à ces deux niveaux. Au niveau de réseau 6, la mise en place de transformateurs réglables rend superflu la construction de stations supplémentaires, qui serait nécessaire selon la situation pour réduire la longueur à partir des départs basse tension au niveau 7. Aux niveaux 4 à 1, le dimensionnement, et donc le besoin de développement, sont en revanche indépendants de l'utilisation de transformateurs réglables. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», les coûts d'investissement aux niveaux de réseau 5 à 7 s'élèvent à environ 22 milliards de francs, soit quelque 3 milliards de plus que dans la variante «sans Stratégie énergétique 2050». Environ la moitié de ces 3 milliards découle de mesures de développement du réseau induites par les dépassements des limites de tension (également en cas d'utilisation de transformateurs réglables) et par la jonction⁹ des raccordements

⁹ L'intégration d'installations de production disposant d'un raccordement propre requiert en règle générale la construction de lignes supplémentaires afin de combler la distance qui sépare les installations et le réseau existant.

supplémentaires¹⁰ (pour les installations de production décentralisées) sur lesquelles l'utilisation de transformateurs réglables n'a pas d'influence. Il reste ainsi environ 1,5 milliard de francs pour des mesures de développement qui sont influençables. Si on met cet élément en relation avec le bénéfice tiré de l'utilisation de transformateurs réglables, qui se monte à environ 0,8 milliard de francs (cf. tableau Tableau 3.10, coûts supplémentaires d'un développement sans technologies intelligentes), on constate qu'il est possible d'économiser quelque 50 % des coûts de développement du réseau qui sont en principe influençables par l'utilisation de transformateurs réglables.

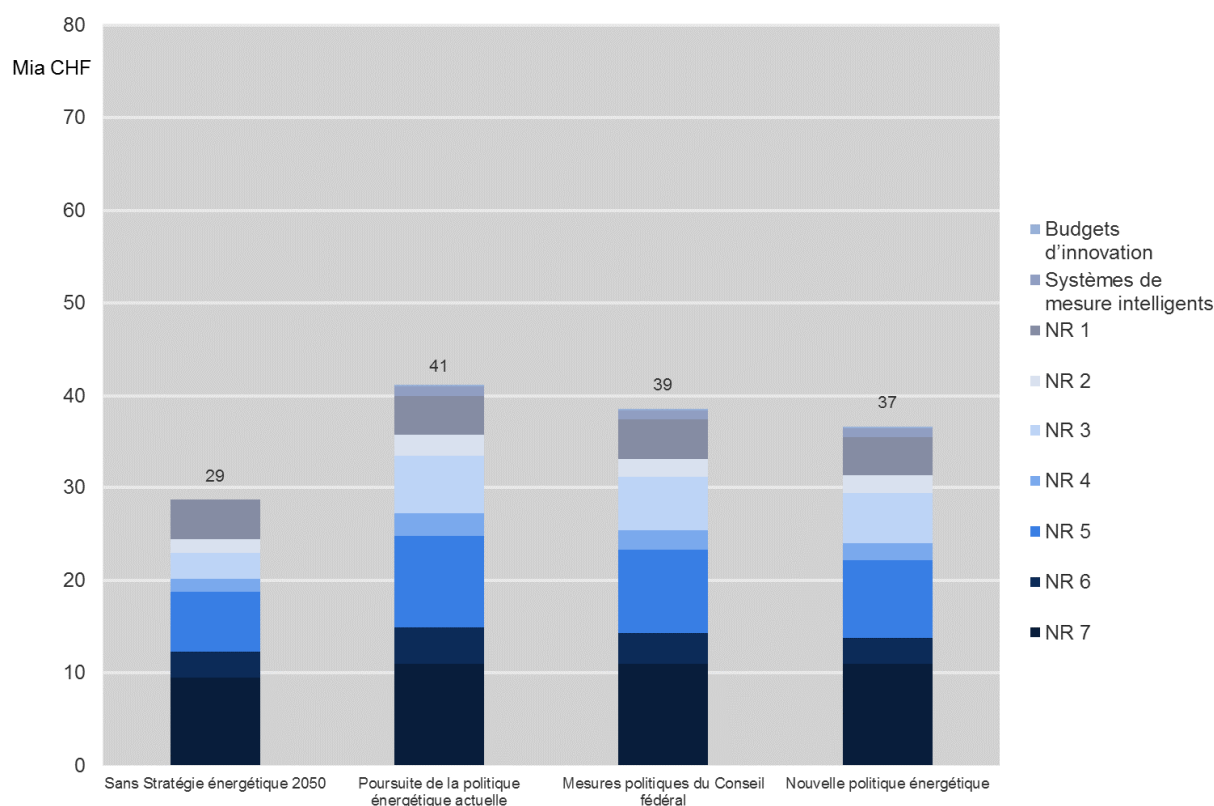


Figure 3.2: Coûts d'investissement des scénarios de demande par niveau de réseau jusqu'en 2035, variante d'offre C & E.

¹⁰ En ce qui concerne les installations photovoltaïques sur les toitures, on part du principe qu'elles sont reliées via le raccordement domestique. Quant aux installations photovoltaïques plus grandes, en particulier celles au sol, on suppose en revanche qu'elles sont raccordées de manière séparée. La répartition de la capacité de production par taille et l'attribution aux niveaux de réseau ont été faites de manière similaire aux études antérieures [3] et [2].

La figure Figure 3.3 présente la répartition des surcoûts occasionnés par le câblage entre les rénovations et le développement supplémentaire du réseau. Dans tous les scénarios, la majeure partie des surcoûts est induite par les rénovations. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», la part des coûts du câblage lié aux rénovations s'élève à environ 74 % des coûts de câblage totaux; ce taux atteint environ 78 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et environ 79 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure Figure 3.3 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.5. Ce tableau indique non seulement le total des surcoûts par scénario de demande, mais aussi une différenciation par niveau de réseau.

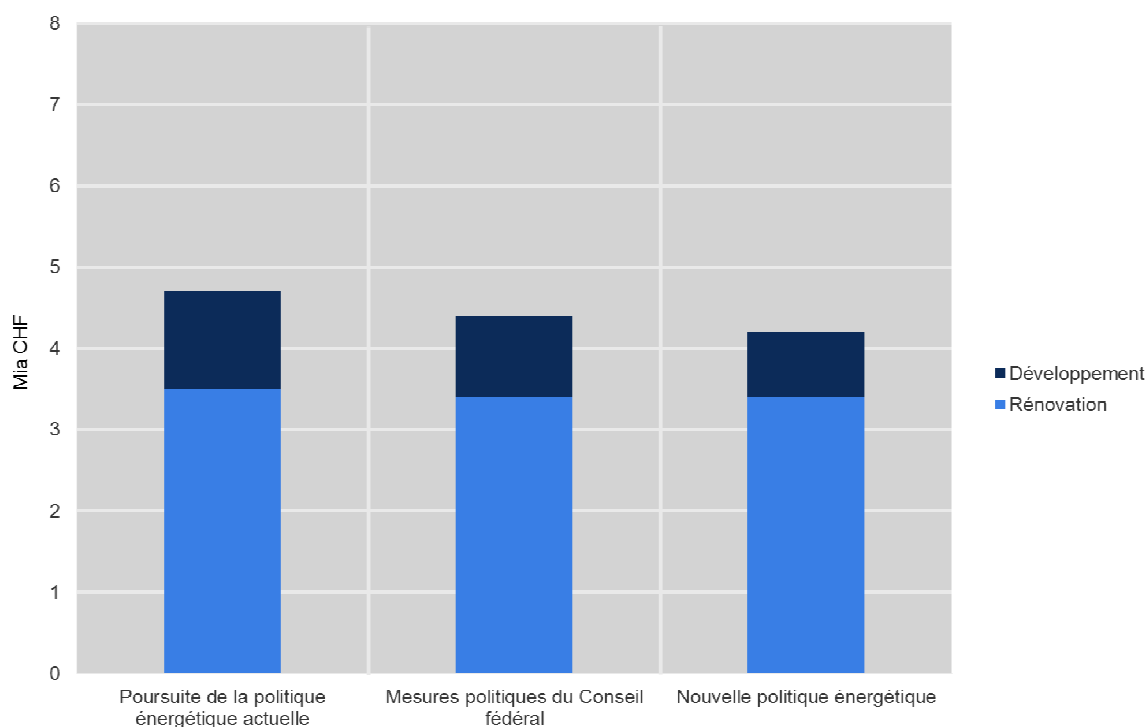


Figure 3.3: Part de la rénovation et du développement du réseau au facteur de surcoût pour le câblage dans les trois scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en 2035 pour la variante d'offre C & E.

La figure Figure 3.4 présente les coûts d'investissement pour la **variante d'offre C & D & E**. Dans cette variante, les coûts supplémentaires par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050» s'élèvent à environ 14,4 milliards de francs pour le scénario «Poursuite de la

politique énergétique actuelle », à 11,7 milliards pour le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à 9,3 milliards pour le scénario «Nouvelle politique énergétique».

C'est essentiellement le développement plus poussé de la production thermique décentralisée (CCF) qui fait que le besoin en matière d'investissement est plus important que dans la variante C & E. En raison de ce développement plus poussé, les coûts de câblage dus au facteur de surcoût sont également plus élevés. Les surcoûts supplémentaires qui en découlent sont toutefois plutôt modestes en comparaison avec les coûts que le câblage impliquerait de toute façon et qui découlent dans une large mesure du remplacement du réseau existant. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» par exemple, ils passent de 4,7 à 5,2 milliards de francs. Le besoin d'investissement pour le câblage lié au développement dû à la charge et aux rénovations du réseau est en revanche aussi important que dans la variante d'offre C & E.

En cas de développement purement conventionnel (sans technologies intelligentes), le besoin d'investissement augmente de 1,5 milliard de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», de 1,4 milliard dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et de 1,0 milliard dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Globalement, dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et la variante d'offre C & D & E, les surcoûts s'élèvent dans le pire des cas à 13,1 milliards de francs jusqu'en 2035 dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, et ce lorsqu'on mise uniquement sur le développement conventionnel et que l'on ajoute également les systèmes de mesure intelligents et les budgets d'innovation. Toutefois, un développement ayant recours aux transformateurs réglables (variante avec technologies intelligentes) est plus vraisemblable. Dans ce cas, on peut tabler sur 11,7 milliards de francs jusqu'en 2035.

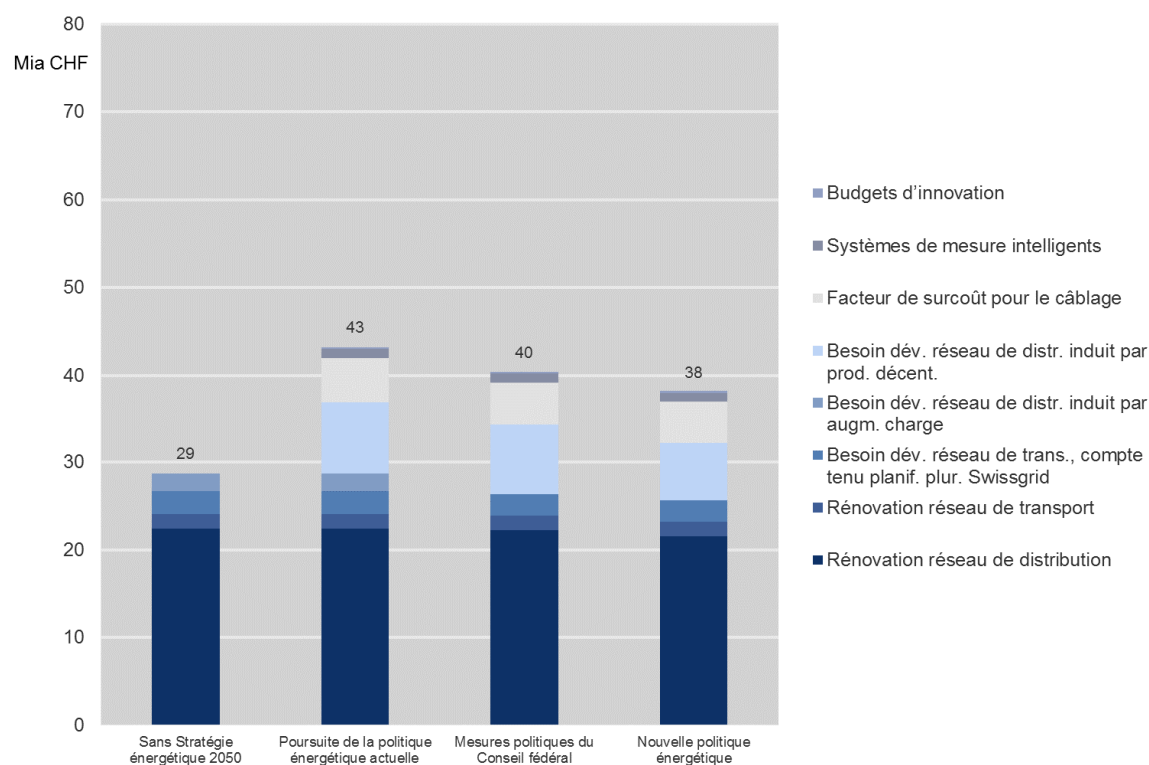


Figure 3.4: Coûts d'investissement des scénarios de demande jusqu'en 2035, variante d'offre C & D & E.

La figure Figure 3.5 présente les coûts d'investissement jusqu'en 2035 par niveau de réseau. Dans tous les scénarios, les coûts d'investissement sont générés principalement aux niveaux de réseau concernant les lignes. La part des coûts totaux générés aux niveaux de transformation augmente un peu en comparaison avec les chiffres de la variante d'offre C & E et s'élève à environ 23 % du total des coûts de développement dans le cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050», à environ 25 % dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à environ 23 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à environ 22 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique». Le déséquilibre entre les coûts des stations et des lignes subsiste dans l'ensemble, même si la part des coûts des stations prévue dans la variante d'offre C & D & E dépasse de 0,7 à 0,8 milliard de francs celle prévue dans la variante C & E. Les chiffres à la base de la figure Figure 3.5 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.4, qui différencie les coûts des rénovations et les surcoûts des mesures de développement découlant de la Stratégie énergétique 2050 et de l'augmentation de la charge.

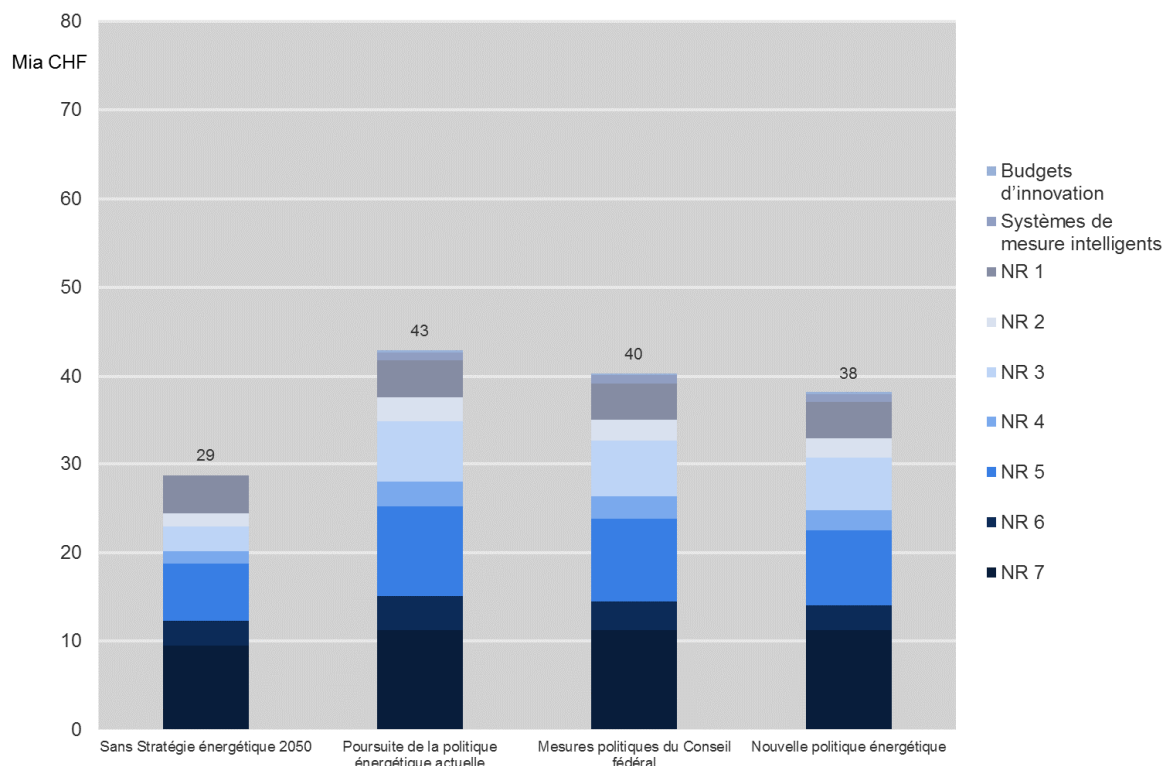


Figure 3.5: Coûts d'investissement des scénarios de demande par niveau de réseau jusqu'en 2035, variante d'offre C & D & E.

La figure Figure 3.6 présente la répartition des surcoûts occasionnés par le câblage entre les rénovations et le développement supplémentaire du réseau. Dans tous les scénarios, la majeure partie des surcoûts est induite par les rénovations. Mais le besoin de développement plus prononcé dans la variante d'offre C & D & E que dans la variante C & E implique également qu'une plus grande part du facteur de surcoût pour le câblage revient aux coûts de développement. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», la part des coûts du câblage lié aux rénovations s'élève à environ 68 % des coûts de câblage totaux; ce taux atteint environ 72 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et environ 74 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure Figure 3.6 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.5. Ce tableau indique non seulement le total des surcoûts par scénario de demande, mais aussi une différenciation par niveau de réseau.

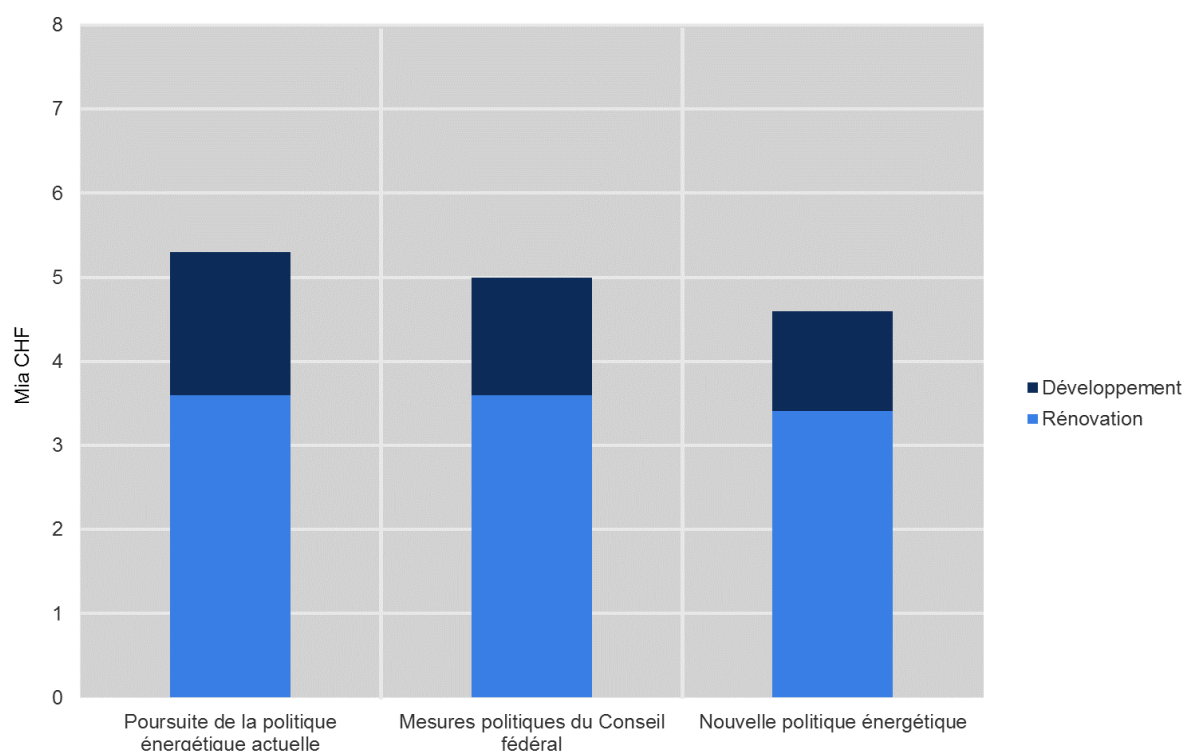


Figure 3.6: Part de la rénovation et du développement du réseau au facteur de surcoût pour le câblage dans les trois scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en 2035 pour la variante d'offre C & D & E.

3.2.2 Jusqu'en 2050

Le tableau Tableau 3.2 présente le besoin d'investissement pour les réseaux de distribution et de transport suisses jusqu'en 2050 pour les variantes d'offre C & E et C & D & E et pour les scénarios de demande «Poursuite de la politique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en comparaison avec le besoin d'investissement sans Stratégie énergétique 2050.

Indépendante des variantes d'offre et des scénarios de demande, la base de coûts relative aux éléments de systèmes de mesure intelligents et aux budgets d'innovation augmente jusqu'en 2050. Les systèmes de mesure intelligents sont dotés de 1,3 milliard de francs (cf. chap. 2.1.3) et les budgets d'innovation de 410 à 445 millions de francs (cf. chap. 2.2.2).

Consommation	Sans Stratégie énergétique 2050	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Production / Construction	Sans SE 2050	C & E		
<i>Réseau de transport</i>				
Rénovation du réseau	2,9	2,9	2,9	2,9
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
<i>Réseau de distribution</i>				
Rénovation du réseau	39,2	39,2	39,2	36,5
Impact augmentation de la charge	3,7	3,7	0,3	0
Impact production décentralisée	0	8,8	9,3	8,8
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0	6,8	6,4	6,0
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts) ¹¹	0,0	1,3	1,3	1,3
Budgets d'innovation	0,0	0,4	0,4	0,4
Total	48,6	65,9	62,5	58,5
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	17,3	13,9	9,9
Production / Construction		C & D & E		
<i>Réseau de transport</i>				
Rénovation du réseau	2,9	2,9	2,9	2,9
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
<i>Réseau de distribution</i>				
Rénovation du réseau	39,2	39,2	39,2	36,5
Impact augmentation de la charge	3,7	3,7	0,3	0
Impact production décentralisée	0	12,2	12,7	9,1
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0	7,5	7,2	6,4

Systèmes de mesure intelligents (surcoûts) ¹²	0,0	1,3	1,3	1,3
Budgets d'innovation	0,0	0,4	0,4	0,4
Total	48,6	70,0	66,7	59,2
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	21,4	18,1	10,6
Coûts supplémentaires en cas de développement du réseau sans technologie intelligente (sans transformateurs réglables)				
C & E	-	1,7	1,6	1,4
C & D & E	-	2,4	2,2	1,5

Tableau 3.2: Coûts d'investissement [milliards de francs] jusqu'en 2050.

La figure 3.7 présente les coûts d'investissement des trois scénarios de demande dans la variante d'offre C & E en comparaison avec le besoin d'investissement sans Stratégie énergétique 2050.

¹¹ Les coûts des systèmes de mesure intelligents n'englobent pas de coûts d'installations de télécommande centralisée. Si tel était le cas, les coûts seraient 10 % plus élevés.

¹² Les coûts des systèmes de mesure intelligents n'englobent pas de coûts d'installations de télécommande centralisée. Si tel était le cas, les coûts seraient 10 % plus élevés.

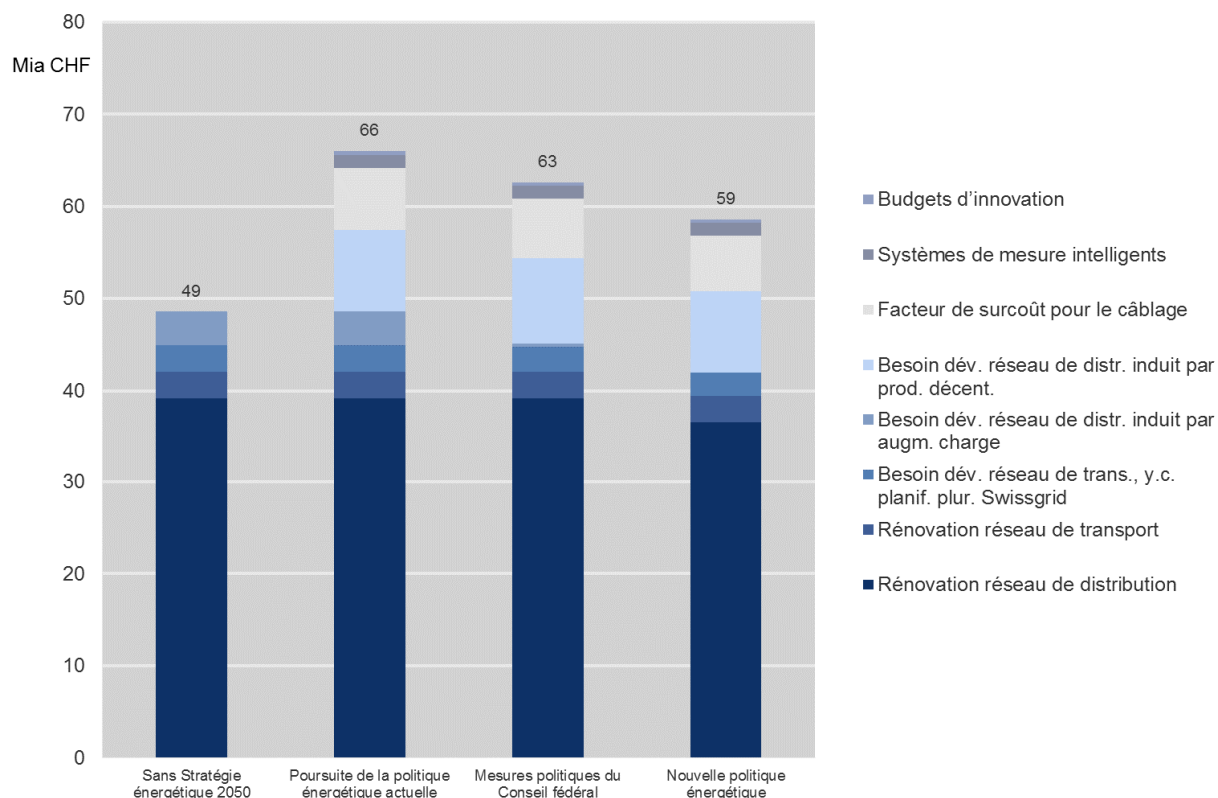


Figure 3.7: Coûts d'investissement des scénarios de demande jusqu'en 2050, variante d'offre C & E.

Par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050», le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» nécessite des investissements supplémentaires d'environ 17,4 milliards de francs, dont environ 8,8 milliards sont occasionnés par la hausse de l'injection des installations de production décentralisées, environ 6,8 milliards par le câblage en raison du facteur de surcoût et environ 1,7 milliard par les systèmes de mesure intelligents et les budgets d'innovation. Ces surcoûts contiennent les surcoûts résultant du câblage effectué dans le cadre de la rénovation du réseau ainsi que du développement du réseau en raison de l'injection décentralisée. En cas de développement conventionnel du réseau (sans technologie intelligente), donc sans recours aux transformateurs réglables, les coûts – y compris ceux du câblage – augmentent encore d'environ 1,7 milliard de francs jusqu'en 2050.

La figure 3.8 présente les coûts d'investissement jusqu'en 2050 par niveau de réseau. Dans tous les scénarios, les coûts d'investissement sont toujours générés principalement aux niveaux de réseau concernant les lignes. La part des coûts totaux occasionnés aux niveaux de transformation s'élève à environ 23 % dans le scénario «sans Stratégie énergétique 2050», à environ 25 %

dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à environ 24 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à environ 22 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure 3.8 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.4, lequel différencie les coûts des rénovations et les surcoûts des mesures de développement découlant de la Stratégie énergétique 2050 et de l'augmentation de la charge.

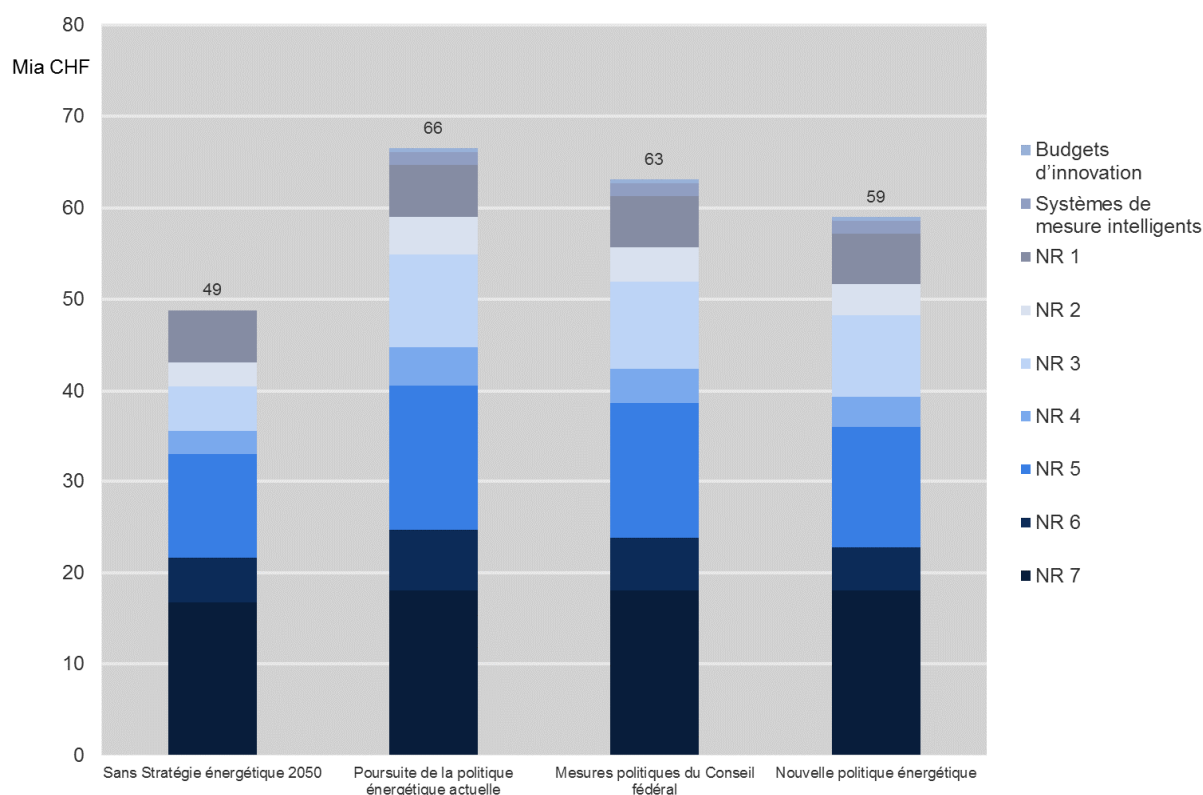


Figure 3.8: Coûts d'investissement des scénarios de demande par niveau de réseau jusqu'en 2050, variante d'offre C & E.

La figure 3.9 présente la répartition des surcoûts occasionnés par le câblage entre les rénovations et le développement supplémentaire du réseau. Dans tous les scénarios, la majeure partie des surcoûts reste induite par les rénovations. On constate toutefois un léger transfert des coûts vers les coûts consacrés au développement supplémentaire du réseau. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», la part des coûts du câblage lié aux rénovations s'élève à environ 71 % des coûts de câblage totaux; ce taux atteint environ 75 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et environ 75 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure 3.9 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.5. Ce tableau indique non seulement le total des surcoûts par scénario de demande, mais aussi une différenciation par niveau de réseau.

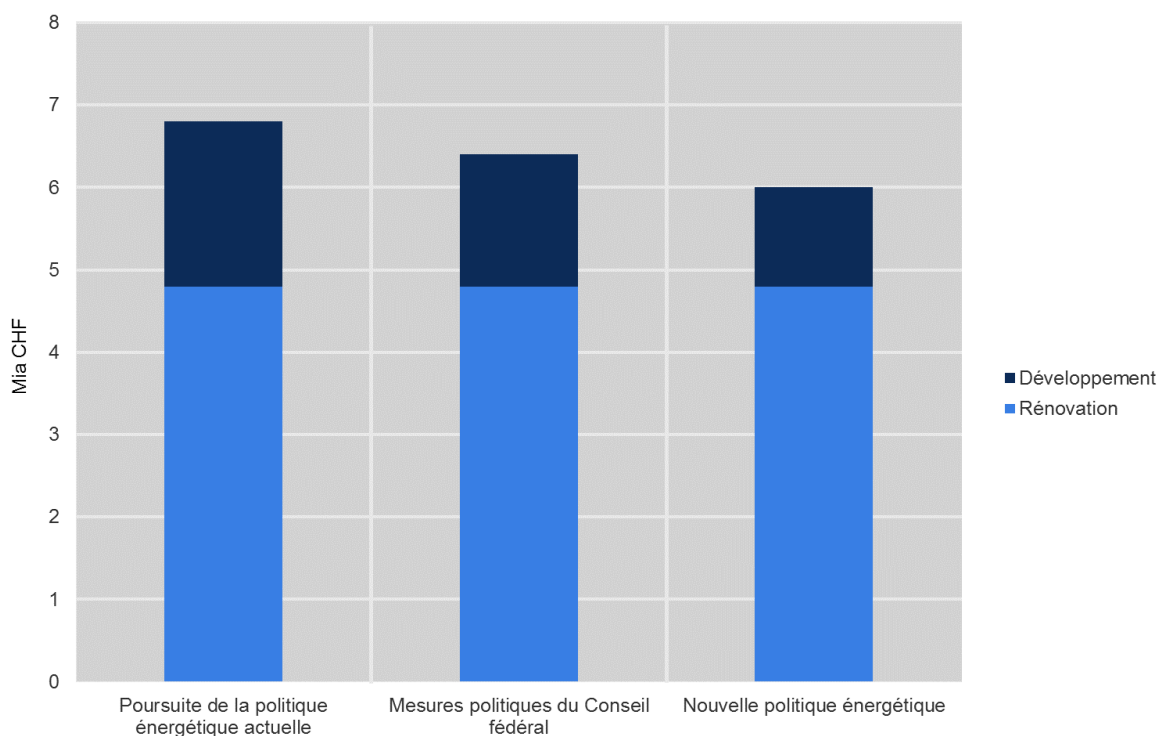


Figure 3.9: Part de la rénovation et du développement du réseau au facteur de surcoût pour le câblage dans les trois scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en 2050 pour la variante d'offre C & E.

Par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050», le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» nécessite des investissements supplémentaires d'environ 13,9 milliards de francs, dont environ 9,3 milliards destinés au développement du réseau suite à la hausse de la production décentralisée. Toutefois, étant donné que l'augmentation de la charge prévue par le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» par rapport à aujourd'hui est plutôt faible, les coûts des constructions liées à la charge n'augmentent que de 0,3 milliard de francs environ. Dans ce scénario de demande, le montant consacré au câblage s'élève à quelque 6,4 milliards de francs. En cas de développement conventionnel du réseau (sans technologie intelligente), les coûts augmentent encore d'environ 1,6 milliard de francs jusqu'en 2050.

Par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050», le scénario «Nouvelle politique énergétique» requiert des investissements supplémentaires de 9,9 milliards de francs. Comme ce scénario ne prévoit pas d'augmentation mais de diminution de la charge, les coûts des mesures concernant la rénovation du réseau existant baissent de 2,7 milliards de francs pour s'élever à 36,5 milliards de francs. En combinant ces économies avec celles faites au niveau de la charge et des coûts du câblage également plus faibles qui en découlent (à hauteur de 6,0 milliards de francs), les investissements dans le développement du réseau induits par le développement de la production décentralisée (à hauteur de 8,8 milliards de francs) sont largement compensés. En cas de développement conventionnel du réseau (pas de technologie intelligente), les coûts augmentent encore d'environ 1,4 milliard de francs jusqu'en 2050.

La figure 3.10: présente les coûts d'investissement des trois scénarios de demande jusqu'en 2050 dans la **variante d'offre C & D & E** en comparaison avec le cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050». Par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050», le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» prévoit 21,5 milliards de francs de plus au niveau des coûts d'investissements. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», ces surcoûts s'élèvent à 18,2 milliards de francs. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», les coûts supplémentaires par rapport au cas de figure «sans Stratégie énergétique 2050» s'élèvent à 10,7 milliards de francs, soit seulement environ 0,8 milliard de plus que dans la variante C & E.

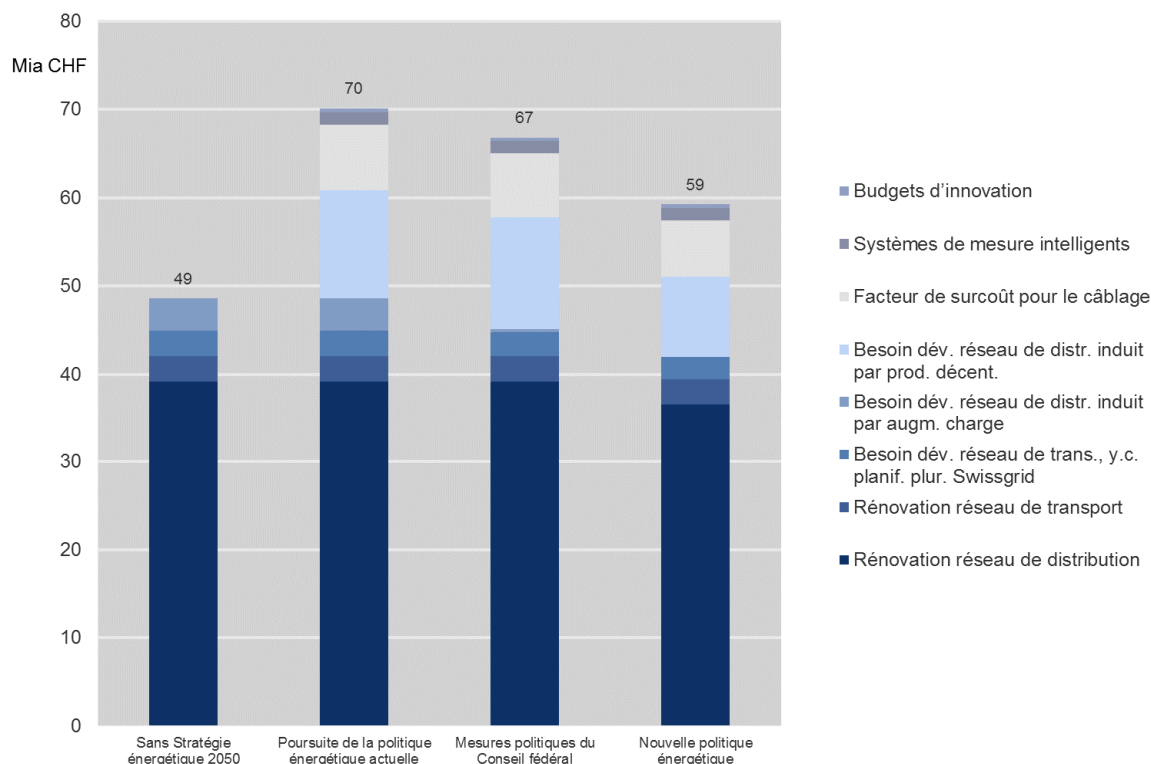


Figure 3.10: Coûts d'investissement des scénarios de demande jusqu'en 2050, variante d'offre C & D & E.

Ce qui est frappant dans la variante C & D & E, c'est que la différence de coûts entre les scénarios «Nouvelle politique énergétique» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» est nettement plus importante que dans la variante C & E. Dans la variante C & D & E, le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» est environ 12 % plus «cher» que le scénario «Nouvelle politique énergétique», alors que cet écart est seulement de 7 % dans la variante C & E. Cela s'explique par la différence en termes de besoin de développement induit par le renforcement des installations de production décentralisées. Dans la variante d'offre C & D & E, le besoin de développement augmente d'environ 51 % par rapport à l'année 2035 pour le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et d'environ 59 % pour le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral». Mais dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», la hausse des coûts ne s'élève qu'à environ 39 %. Dans la variante d'offre C & E, le besoin de développement lié à la construction d'installations de production décentralisées augmente d'environ 33 % pendant cette période pour le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», d'environ 41 % pour le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et d'environ 52 % pour le scénario «Nouvelle politique énergétique». Cela signifie que dans la variante

d'offre C & D & E, pendant la période 2035 à 2050, le besoin de développement lié à la construction d'installations de production décentralisées augmente davantage dans les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» que dans la variante d'offre C & E, alors que dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», cette augmentation est plus faible dans la variante d'offre C & D & E que dans la variante C & E. L'explication réside encore une fois dans la différence des modes de développement retenues en matière de CCF décentralisés dans la variante C & D & E. Tandis que les trois scénarios de demande y prévoient de développer les installations de production CCF dans la même mesure jusqu'en 2035 et que ce développement se poursuit même jusqu'en 2050 dans les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral», le scénario «Nouvelle politique énergétique», lui, prévoit le démantèlement de ce type d'installation pendant la seconde période. Ce démantèlement résulte de la baisse de la charge et de la consommation que ce dernier scénario annonce pour la période allant d'aujourd'hui à 2050. Le besoin de développement global des installations de production décentralisées est donc déterminé pour l'essentiel par la construction d'installations de production décentralisées renouvelables.

En cas de développement conventionnel du réseau (pas de technologie intelligente), les coûts supplémentaires à prévoir jusqu'en 2050 s'élèvent à environ 2,4 milliards de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à 2,2 milliards dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à 1,5 milliard dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

La figure 3.11 présente les coûts d'investissement jusqu'en 2050 par niveau de réseau. Dans tous les scénarios, les coûts d'investissement sont générés principalement aux niveaux de réseau se rapportant aux lignes, et ce, même dans la variante d'offre C & D & E. La part des coûts totaux occasionnés aux niveaux de transformation s'élève à environ 23 % dans le scénario «sans Stratégie énergétique 2050», à environ 26 % dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à environ 25 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à environ 22 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure 3.11 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.4, lequel différencie les coûts des rénovations et les surcoûts des mesures de développement découlant de la Stratégie énergétique 2050 et de l'augmentation de la charge.

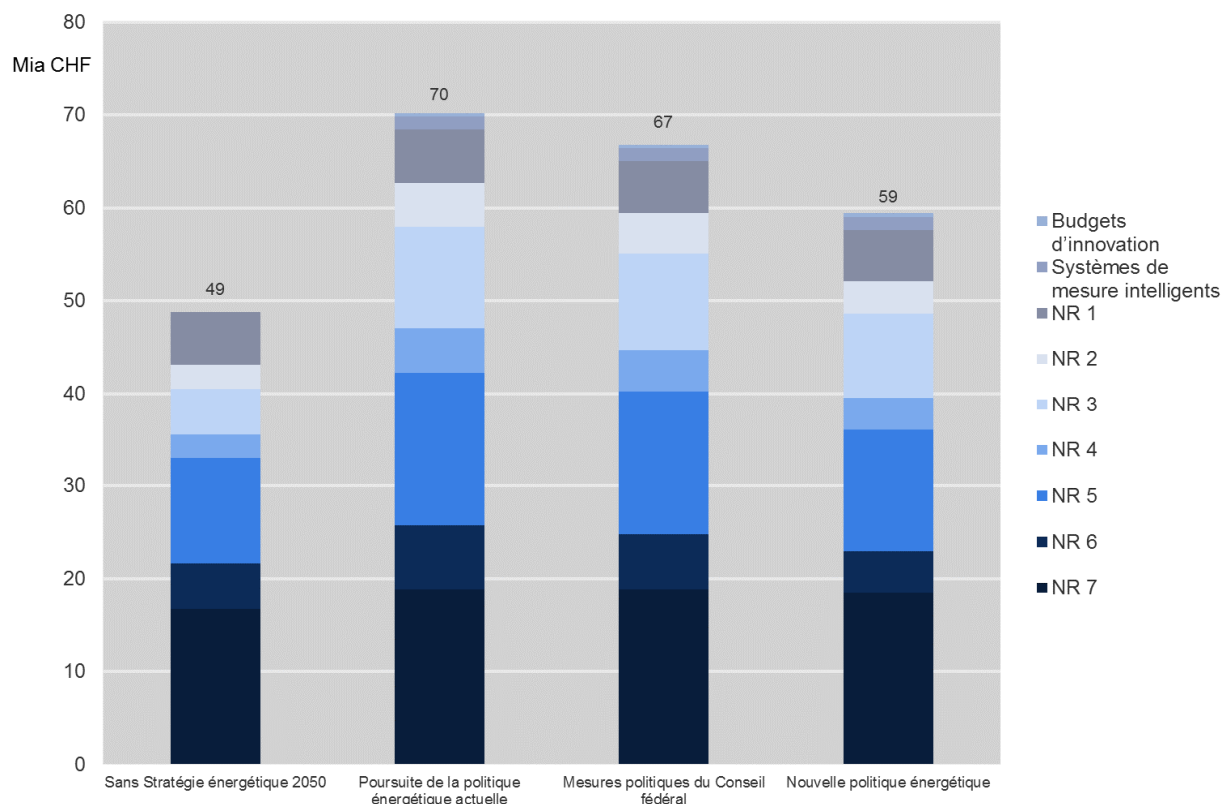


Figure 3.11: Coûts d'investissement des scénarios de demande par niveau de réseau jusqu'en 2050, variante d'offre C & D & E.

La figure 3.12 présente la répartition des surcoûts occasionnés par le câblage entre les rénovations et le développement supplémentaire du réseau. Dans la variante d'offre C & D & E, les coûts du câblage lié au développement supplémentaire des réseaux sont plus élevés que dans la variante C & E, mais ici aussi, la majeure partie des surcoûts est induite par les rénovations. On constate toutefois, par rapport à l'année 2035, un léger transfert des coûts vers les coûts consacrés au développement supplémentaire du réseau. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», la part des coûts de câblage lié aux rénovations s'élève à environ 68 % des coûts de câblage totaux; ce taux atteint environ 72 % dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et environ 75% dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

Les chiffres à la base de la figure 3.12 sont présentés sous forme de tableau à l'annexe A.5. Ce tableau indique non seulement le total des surcoûts par scénario de demande, mais aussi une différenciation par niveau de réseau.

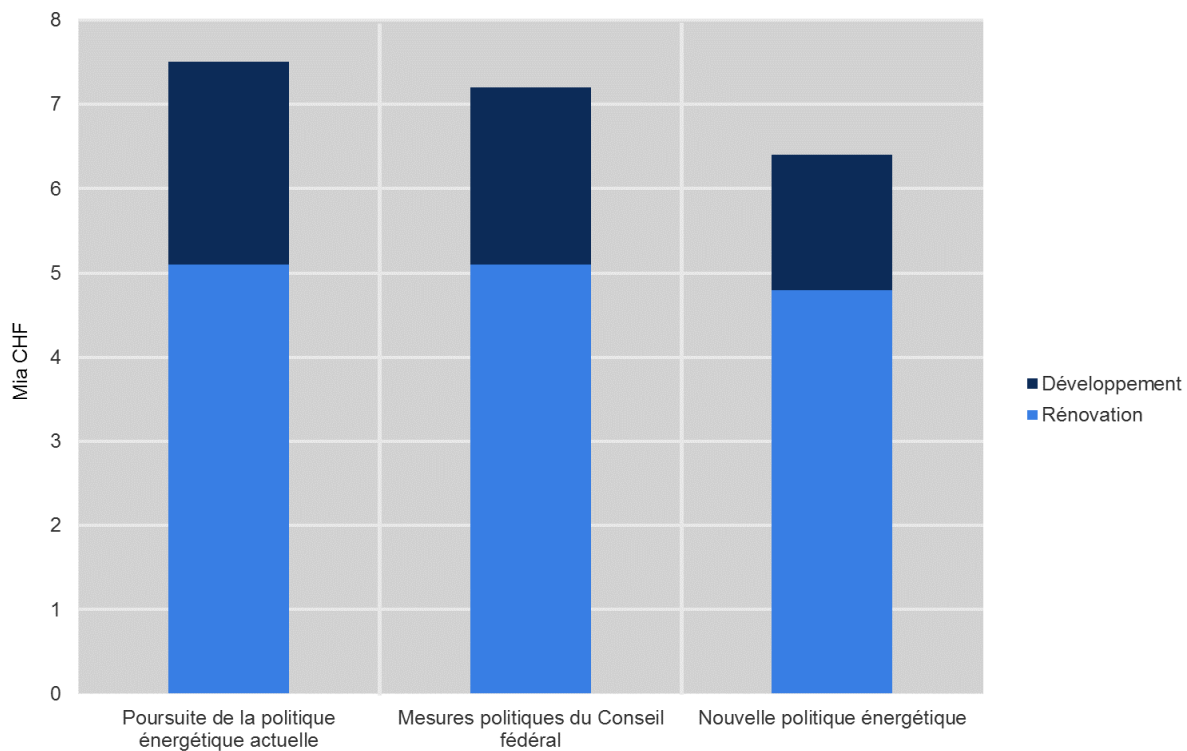


Figure 3.12: Part de la rénovation et du développement du réseau au facteur de surcoût pour le câblage dans les trois scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en 2050 pour la variante d'offre C & D & E.

4 Résultats - annuités

Outre les coûts d'investissement présentés au chap. 3, les coûts annuels (annuités) ont également été examinés en vue de l'évaluation du besoin de développement du réseau et des dépenses en matière de systèmes de mesure intelligents. Les annuités englobent aussi bien les coûts du capital que les coûts d'exploitation. Les paramètres à la base du calcul des annuités sont décrits au chap. 2.7.

Les coûts d'entretien et de maintenance prévisibles des infrastructures du réseau et les coûts d'exploitation des systèmes de mesure intelligents (cf. chap. 2.1.3 et 2.6) ont été ajoutés aux coûts d'exploitation. En revanche, les autres coûts considérés comme coûts d'exploitation par les gestionnaires de réseau (p. ex. coûts de gestion du réseau et coûts liés à l'élimination des conséquences de dérangements), de même que les coûts des services système au niveau de réseau 1, n'ont pas été pris en compte.

4.1 Sans Stratégie énergétique 2050

Sans mise en œuvre des mesures prévues par la Stratégie énergétique 2050, autrement dit dans l'hypothèse du scénario de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», sans application d'un facteur de surcoût pour le câblage et sans systèmes de mesure intelligents et budgets d'innovation (cf. chap. 2.3), les coûts annuels s'élèvent à 3,7 milliards de francs en 2035 et à 3,8 milliards en 2050. Pour chacune des deux années, environ 9 % de ces coûts concernent les coûts d'exploitation, soit 330 millions de francs en 2035 et 340 millions en 2050. Mathématiquement, il en résulte, pour le réseau actuel, des annuités à hauteur de 3,6 milliards de francs environ, dont quelque 320 millions consacrés aux coûts d'exploitation.

Ainsi, le total des coûts annuels n'augmente que d'environ 3 % pendant chacune des deux périodes, soit entre 2015 et 2035 et entre 2035 et 2050.

4.2 Avec Stratégie énergétique 2050

La figure 4.1 présente les coûts annuels pour 2035 et 2050, pour tous les scénarios de demande dans la variante d'offre C & E, en comparaison avec les coûts annuels, sans mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 et en différenciant les coûts du capital et les coûts d'exploitation. La partie inférieure des colonnes (plus claire) représente les coûts d'exploitation et la partie supérieure (plus foncée) les coûts du capital. Comme dans le cas des coûts d'investissement,

c'est également le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» qui affiche les coûts annuels les plus élevés, suivi par le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», puis par le scénario «Nouvelle politique énergétique», qui prévoit les coûts les plus bas. Les coûts annuels annoncés par le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» pour 2035 atteignent environ 4,4 milliards de francs et sont ainsi environ 19 % plus élevés que sans mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», ces coûts s'élèvent à environ 4,2 milliards de francs, soit environ 14 % de plus que sans mise en œuvre de la Stratégie, et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» à 4,1 milliards de francs, soit environ 11 % de plus que sans la Stratégie énergétique 2050.

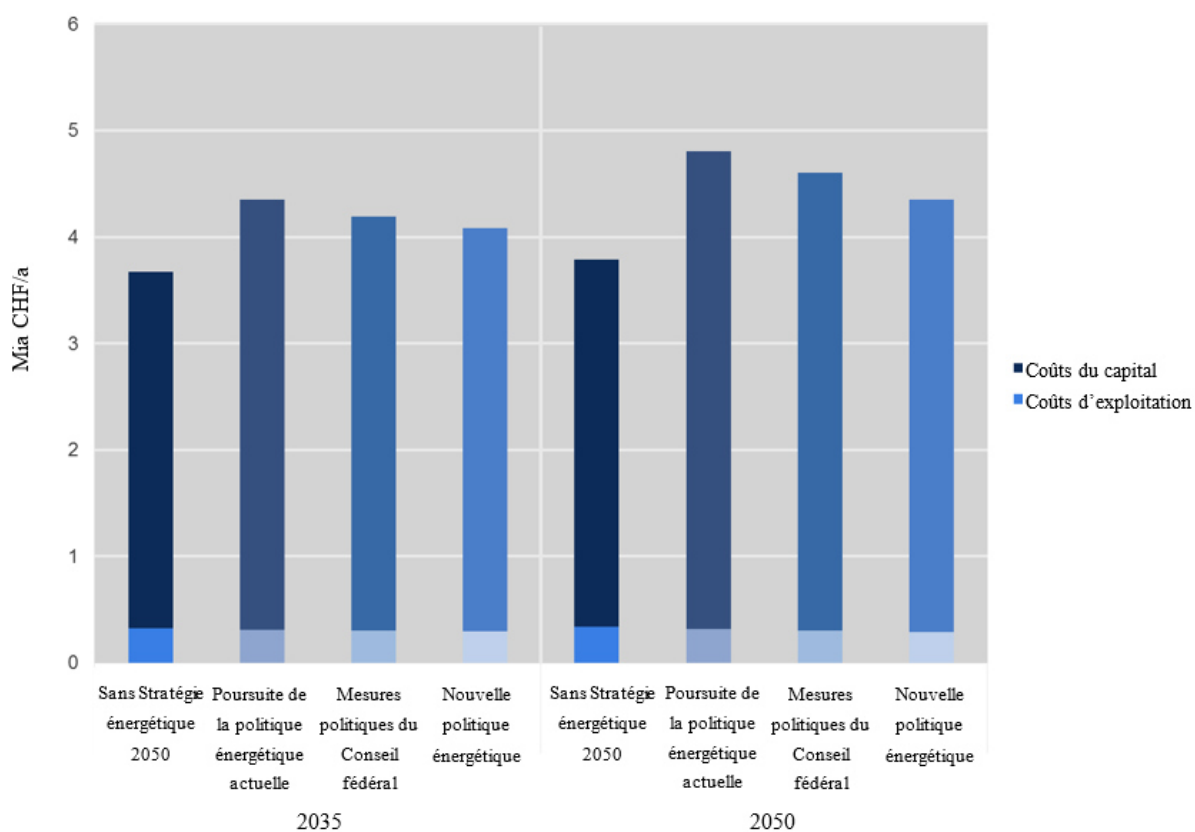


Figure 4.1: Coûts annuels de l'ensemble des niveaux de réseau pour les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique», dans la variante d'offre C & E.

Les coûts d'exploitation s'élèvent à environ 310 millions de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et à environ 300 millions dans les scénarios «Mesures

politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique», soit une proportion d'environ 7 % tous scénarios confondus. Cela correspond à une baisse d'environ 2 % par rapport au scénario «sans Stratégie énergétique 2050». Cette baisse s'explique par la part plus élevée de câbles enfouis aux niveaux de réseau de distribution, car de par leur nature, ces câbles nécessitent des coûts d'entretien moins importants que les lignes aériennes. Le développement de la production décentralisée implique certes le développement des niveaux de transformation et donc la hausse de la part des coûts d'exploitation liés à ces derniers, mais cette hausse des coûts aux niveaux de transformation est compensée par la baisse des coûts de maintenance dans les niveaux de réseau: en effet, la part des coûts d'exploitation liés aux lignes se monte à environ 80 %, ce qui est nettement plus élevé que les coûts d'exploitation des niveaux de transformation.

En 2050, les coûts annuels annoncés par le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» atteignent environ 4,8 milliards de francs et sont ainsi environ 27 % plus élevés que sans mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», ces coûts s'élèvent à environ 4,6 milliards de francs, soit environ 22 % de plus que sans mise en œuvre de la Stratégie, et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» à environ 4,4 milliards de francs, soit environ 15 % de plus que sans la Stratégie.

En 2050, les coûts d'exploitation se montent à environ 320 millions de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à environ 300 millions dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à environ 290 millions dans le scénario «Nouvelle politique énergétique». Cela correspond à chaque fois à une part des coûts d'exploitation aux coûts annuels totaux d'environ 6,5 %. Cette nouvelle baisse de la part des coûts d'exploitation s'explique ici aussi par le taux de câblage plus élevé par rapport aux années antérieures examinées.

La figure 4.2 présente les coûts annuels des trois scénarios de demande pour la variante d'offre C & D & E en différenciant les coûts du capital et les coûts d'exploitation. La partie inférieure des colonnes (plus claire) représente les coûts d'exploitation et la partie supérieure (plus foncée) les coûts du capital. Les coûts d'investissement plus élevés de cette variante d'offre impliquent naturellement des coûts annuels plus élevés que ceux indiqués dans la variante C & E, mais l'ordre des scénarios de demande, lui, ne change pas.

En 2035, la variante d'offre C & D & E présente des coûts annuels d'environ 4,5 milliards de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», soit un surcoût d'environ 25 % par rapport aux coûts sans mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Avec 4,3

milliards de francs, respectivement 4,2 milliards, les scénarios «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» sont 19 %, respectivement 17 % plus chers que le scénario «sans Stratégie énergétique 2050».

En 2050, les coûts du scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» augmentent pour atteindre environ 5,0 milliards de francs, soit une hausse de 28 % par rapport au scénario «sans Stratégie énergétique 2050». Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», il faut s'attendre à des coûts annuels d'environ 4,8 milliards de francs. Ce scénario est donc environ 26 % plus cher que le scénario «sans Stratégie énergétique 2050». La différence nette de coûts entre les scénarios «Nouvelle politique énergétique» et «Mesures politiques du Conseil fédéral», déjà décrite au chap. 3.2.2, se reflète également au niveau des coûts annuels. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», ceux-ci atteignent environ 4,3 milliards de francs, soit 100 millions de plus qu'en 2035. En 2050, ce scénario est donc environ 13 % plus cher que le scénario «sans Stratégie énergétique 2050».

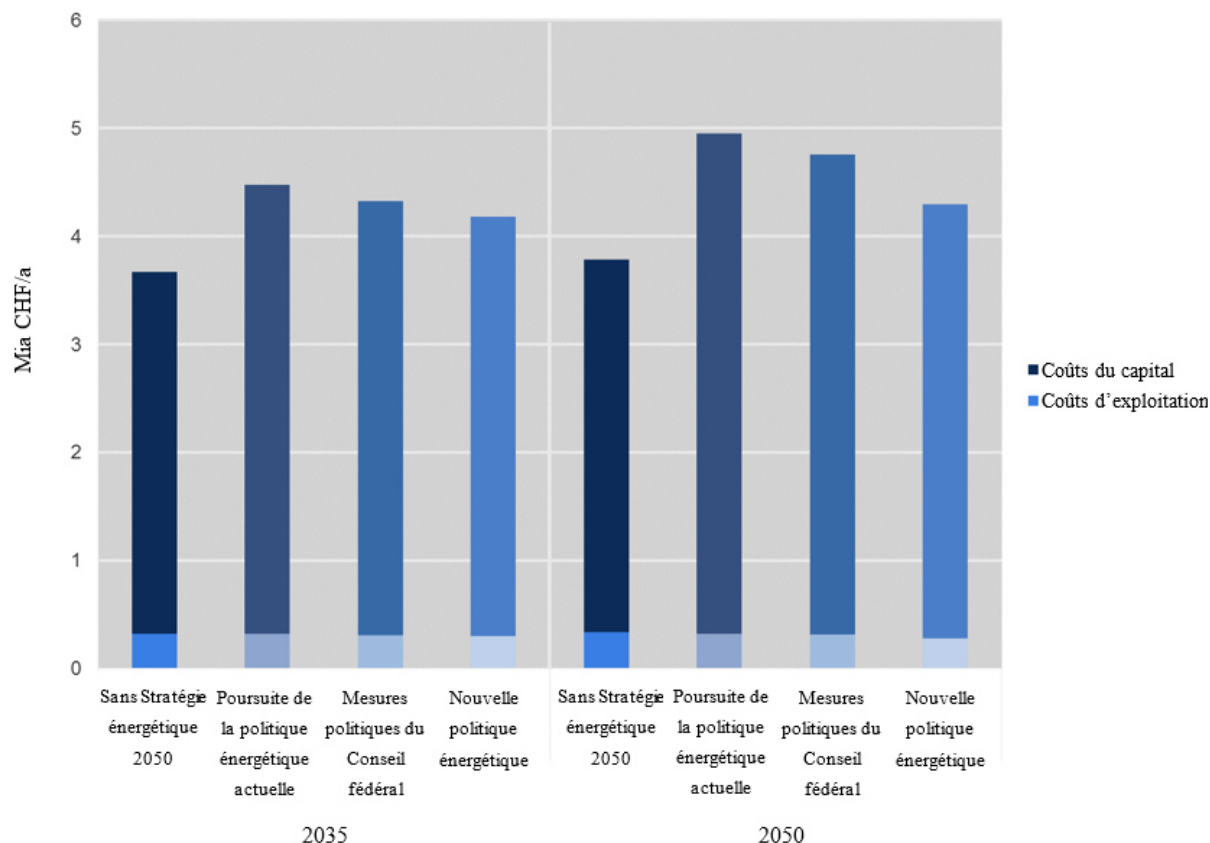


Figure 4.2: Coûts annuels de l'ensemble des niveaux de réseau pour les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique», dans la variante d'offre C & D & E.

Dans la variante d'offre C & D & E, la part des coûts d'exploitation qui doit être consacrée aux infrastructures des niveaux de transformation s'élève à environ 23 % et est donc environ 3 % plus élevée que dans la variante C & E. Cela a pour conséquence que les coûts de développement plus importants aux niveaux de transformation, résultant de la part plus élevée de la production thermique décentralisée, n'entraînent que des changements minimes du pourcentage des coûts d'exploitation dans l'ensemble des coûts. Ainsi, les pourcentages de coûts d'exploitation se situent au même niveau que dans la variante d'offre C & E et il en résulte dans l'absolu une hausse des coûts d'exploitation du même ordre que dans cette dernière.

En 2035, les coûts d'exploitation se montent à environ 320 millions de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à environ 310 millions dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et à environ 300 millions dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», soit une proportion d'environ 7 % tous scénarios confondus. En 2050, ce

pourcentage des coûts d'exploitation baisse à environ 6,5 %. Les coûts d'exploitation augmentent ainsi à 330 millions de francs dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et à 310 millions dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral». En revanche, dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», ils baissent à environ 280 millions de francs de manière analogue aux coûts annuels calculés.

5 Résultats - rémunérations pour l'utilisation du réseau

Les modifications des coûts du réseau (annuités) présentées au chap. 4 ont bien sûr des répercussions sur le montant des rémunérations pour l'utilisation du réseau. L'analyse des modifications des rémunérations pour l'utilisation du réseau en tenant compte de l'impact de la répercussion des coûts – répercussion qui constitue la base du calcul actuel de ces rémunérations (cf. chap. 2.6) – amène aux conclusions décrites ci-après.

L'analyse est illustrée à l'aide de l'exemple d'un client résidentiel au profil de consommation H4 et d'un client commercial au profil de consommation C5. Selon la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), la valeur moyenne des rémunérations pour l'utilisation du réseau s'élève à 10,2 centimes/kWh en 2015 au niveau de réseau 7 pour les clients résidentiels. Quant aux clients commerciaux au profil de consommation C5 au niveau de réseau 5, cette valeur correspond à 5,8 centimes/kWh, toujours selon ElCom.

5.1 Sans Stratégie énergétique 2050

Si la Stratégie énergétique 2050 n'est pas mise en œuvre (autrement dit le réseau est développé uniquement en fonction de la charge, sans câblage, conformément au scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle»), il faut s'attendre à ce que les rémunérations pour l'utilisation du réseau au niveau 7 baissent d'environ 0,3 centimes/kWh (env. -3 %) pour passer à 9,9 centimes/kWh d'ici à 2035 et d'environ 0,7 centimes/kWh (env. -7 %) pour passer à 9,5 centimes/kWh d'ici à 2050.

En ce qui concerne le niveau de réseau 5, on assiste à une hausse marginale des rémunérations d'environ 0,04 centimes/kWh (env. +0,7 %) à 5,84 centimes/kWh d'ici à 2035, puis à une baisse à environ 5,6 centimes/kWh (env. -3,4 %) d'ici à 2050.

En raison du mécanisme de répercussion des coûts, les modifications des soutirages d'énergie et de puissance aux différents niveaux de réseau (chap. 2.1.4) conduisent à un transfert des parts de coûts supportés par les consommateurs de ces niveaux de réseau. La part des coûts totaux incombant aux clients du niveau de réseau 7 baisse d'environ 76 % aujourd'hui à 72 % d'ici à 2035 et à 71 % d'ici à 2050. La hausse des coûts du réseau est mutualisée sur une consommation plus élevée au niveau 7 (hausse d'environ 10 % d'ici à 2050), de manière à ce que, malgré la hausse des coûts totaux à tous les niveaux de réseau d'environ 3 % d'ici à 2035 et d'environ 6 % d'ici à 2050, le niveau 7 connaît une baisse des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

La diminution des coûts incombant à un niveau de réseau conduit de façon naturelle à l'augmentation des coûts incombant à un ou plusieurs autres niveaux. Dans notre cas, les parts des coûts totaux incombant aux consommateurs des niveaux concernés augmentent aux niveaux 3 à 6. Au niveau 5 tel qu'il est considéré ici, la part aux coûts totaux passe de 8,3 % aujourd'hui à 9,9 % en 2035 et à 10,2 % en 2050. Avec les coûts totaux qui augmentent parallèlement, il faut tout d'abord s'attendre à une hausse correspondante des rémunérations pour l'utilisation du réseau, mais la part des coûts plus élevée au niveau 5 est mutualisée sur une consommation plus élevée, comme au niveau 7 (cf. annexe A.1, tableau A.1), de façon à ce que le niveau 5 connaît globalement un léger recul des rémunérations.

5.2 Avec Stratégie énergétique 2050

Si la Stratégie énergétique 2050 est mise en œuvre, les coûts du réseau augmentent davantage que la consommation en termes de pourcentage, et ce dans l'ensemble des variantes d'offre et des scénarios de demande, de sorte que les rémunérations pour l'utilisation du réseau augmentent également. Les répercussions sur ces rémunérations sont analysées ci-après, d'abord pour la variante d'offre C & E, puis pour la variante C & D & E.

Variante d'offre C & E

La figure 5.1 présente l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau au niveau 7 pour la variante d'offre C & E. Il faut s'attendre à une hausse de ces rémunérations de 1,0 centimes/kWh (env. +10 %) pour passer à 11,2 centimes/kWh d'ici à 2035 en ce qui concerne le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle». Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», les rémunérations augmentent de 2,1 centimes/kWh (env. +20 %) pour atteindre 12,3 centimes/kWh et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» de 2,8 centimes/kWh (env. +27 %) pour atteindre 13,0 centimes/kWh. Entre 2035 et 2050, les rémunérations pour l'utilisation du réseau restent à peu près constantes dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et augmentent de 0,1 centimes/kWh (env. +1 %). Globalement, elles subissent donc une hausse d'environ 1,1 centimes/kWh (env. +11 %) par rapport à 2015 et passent à 11,3 centimes/kWh. En revanche, d'ici à 2050, les rémunérations augmentent de 2,5 centimes/kWh (env. +25%) pour atteindre 12,7 centimes/kWh dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et de 4,6 centimes/kWh (env. +45 %) dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» où elles atteignent 14,8 centimes/kWh.

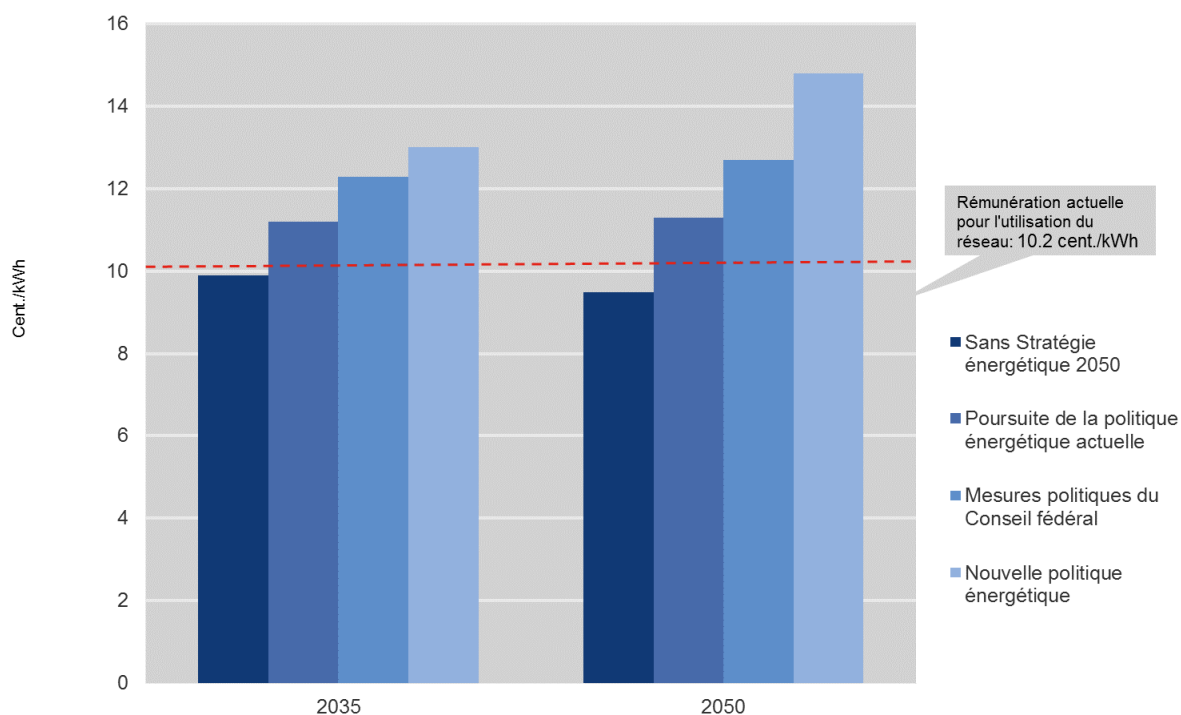


Figure 5.1: Rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client résidentiel au niveau de réseau 7 dans les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» – variante d'offre C & E.

Afin de quantifier les répercussions des hausses des rémunérations pour l'utilisation du réseau également en valeurs absolues, on détermine ci-après, à l'exemple du profil résidentiel H4 ayant une consommation annuelle actuelle de 4500 kWh/a, les coûts annuels totaux pour l'utilisation du réseau, désignés par la suite comme «coûts annuels du réseau». A l'heure actuelle, les coûts annuels du réseau s'élèvent à environ 459 francs par an pour ce type de client. Pour simplifier, on part du principe que la consommation annuelle totale de ce type de ménage évolue proportionnellement à la consommation totale du groupe de consommateurs «Ménages et agriculture». Cela signifie par exemple pour le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», où la consommation totale de ce groupe baisse de 18,61 TWh actuellement à 17,72 TWh (env. - 5 %) d'ici à 2035, que la consommation annuelle d'un client résidentiel type diminuera également d'environ 5 %, passant de 4500 kWh actuellement à 4285 kWh en 2035. En 2050, la consommation totale de ce groupe s'élèvera à 17,81 TWh (-4 % de la consommation actuelle).

Dans les scénarios «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique», le recul de la demande par rapport à aujourd'hui s'élève à 15 %, respectivement à 17 % d'ici à 2035 et à 19 %, respectivement à 28 % d'ici à 2050.

Le tableau Tableau 5.1 présente l'évolution de la consommation d'un seul ménage et des coûts annuels du réseau correspondants pour l'ensemble des scénarios. Les coûts annuels du réseau incombant à un client H4 augmentent dans tous les scénarios d'ici à 2035. C'est dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» que la hausse est la plus importante et dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» qu'elle est la plus faible. La différence de consommation entre le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et le scénario «Nouvelle politique énergétique» d'environ 1,6 % en faveur du premier est plutôt faible. En revanche, les rémunérations pour l'utilisation du réseau (figure Figure 5.1) dans ce deuxième scénario dépassent de 5,4 % celles dans le premier. Il en résulte une hausse des coûts annuels du réseau d'environ 2,3 % pour le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et d'environ 6,2 % pour le scénario «Nouvelle politique énergétique» par rapport à aujourd'hui. Le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» affiche une hausse des coûts annuels du réseau d'environ 7,4 %. En général, les effets de la hausse des rémunérations pour l'utilisation du réseau et de la baisse de la consommation se compensent dans une certaine mesure.

Type résidentiel H4	2035			2050		
	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	4280	9,9	425 (-7,4 %)	4300	9,5	407 (-11,2 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	4280	11,2	481 (+4,9 %)	4300	11,3	486 (+6,0 %)
Mesures politiques du Conseil fédéral	3810	12,3	470 (+2,3 %)	3650	12,7	464 (+1,2 %)
Nouvelle politique énergétique	3750	13,0	487 (+6,2 %)	3250	14,8	481 (+4,8 %)

Tableau 5.1: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client résidentiel au profil de consommation H4 pour la variante d'offre C & E et les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» (valeurs 2015: 4500 kWh/a et 459 CHF/a). Présence d'effets d'arrondi.

Les coûts annuels du réseau qu'un ménage doit verser changent dans une mesure beaucoup moins importante entre 2035 et 2050 qu'entre 2015 et 2035, car la baisse de la demande des ménages entre 2035 et 2050 contrebalance la hausse des coûts annuels du réseau. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», la consommation d'un client résidentiel est environ 4,4 % plus faible en 2050 qu'en 2035. La hausse des rémunérations pour l'utilisation du réseau s'élève en revanche à 3,1 %. Il en résulte globalement une réduction des coûts annuels du réseau d'environ 1,3 % par rapport à 2035 (464 francs par an contre 470). En revanche, dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les coûts annuels du réseau augmentent d'environ 1,0 % (481 francs par an contre 486) entre 2035 et 2050 en raison de la légère hausse de la consommation et des rémunérations pour l'utilisation du réseau plus élevées. Le scénario «Nouvelle politique énergétique» affiche un nouveau recul de la consommation entre 2035 et 2050 à hauteur d'environ 13,6 %. Toutefois, la hausse des rémunérations pour

l'utilisation du réseau correspond ici à environ 12 % de sorte que les coûts annuels du réseau diminuent légèrement de 487 à 481 francs par an entre 2035 et 2050.

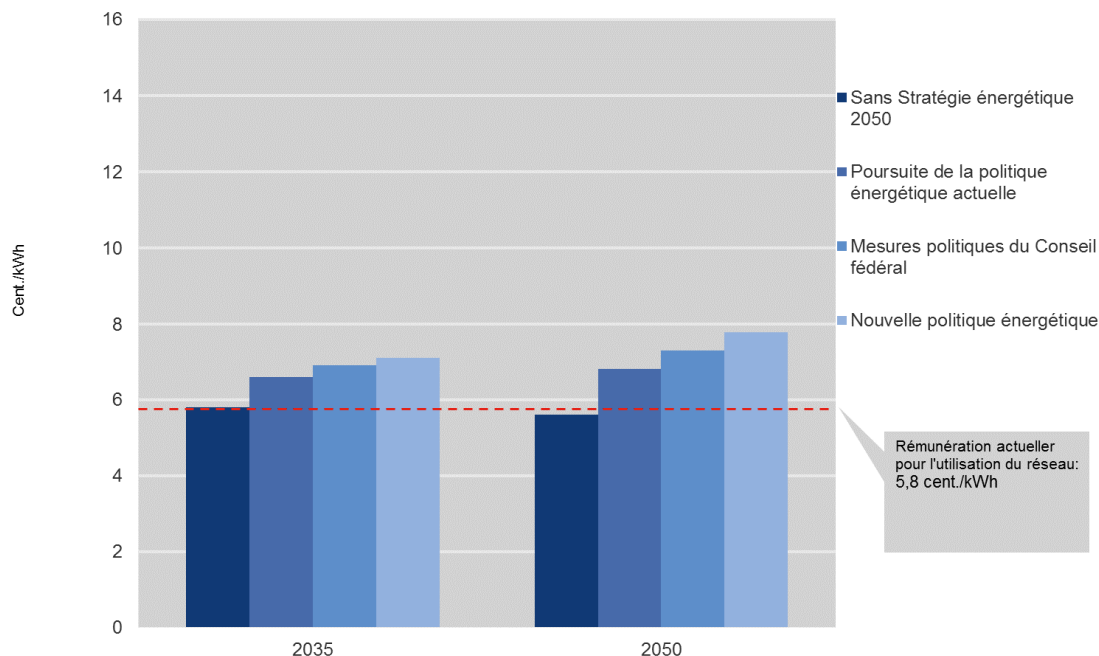


Figure 5.2: Rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh au niveau de réseau 5 dans les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» – variante d'offre C & E.

La figure 5.2 présente l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau au niveau de réseau 5 de manière analogue au niveau 7. Se basant sur un client commercial au profil de consommation C5, qui rémunère aujourd'hui l'utilisation du réseau à hauteur de 5,8 centimes/kWh, le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» prévoit une augmentation des rémunérations pour l'utilisation du réseau de 0,8 centimes/kWh (env. +14 %) pour atteindre 6,6 centimes/kWh d'ici à 2035. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», ces rémunérations augmentent de 1,1 centimes/kWh (env. +19 %) pour passer à 6,9 centimes/kWh et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» de 1,3 centimes/kWh (env. +22 %) pour atteindre 7,1 centimes/kWh.

Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les clients commerciaux raccordés au niveau de réseau 5 voient leurs rémunérations pour l'utilisation du réseau augmenter de 1,0 centimes/kWh (env. +17 %) et passer à 6,8 centimes/kWh entre 2015 et 2050. Dans le

scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», la hausse par rapport à 2015 s'élève à 1,5 centimes/kWh (env. +24 %) et les rémunérations passent à 7,3 centimes/kWh, et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», elle est de 2,0 centimes/kWh (env. +35 %) et les rémunérations atteignent 7,8 centimes/kWh.

Le tableau Tableau 5.2 présente l'évolution de la consommation et des coûts annuels du réseau pour un client commercial au profil de consommation C5. De manière analogue au cas des clients du niveau de réseau 7 décrit plus haut, on admet que la consommation annuelle totale d'un client du niveau 5 évolue proportionnellement à la consommation totale du secteur de l'industrie et du commerce. Cela correspond, dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», à une baisse de la consommation de 0,2 % d'ici à 2035 et de 1,2 % d'ici à 2050. Dans les deux autres scénarios, cette baisse est sensiblement plus importante. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», la consommation d'un client commercial diminue de 17,5 % d'ici à 2035 et de 22,7 % d'ici à 2050. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», la chute est encore plus forte avec 23 % d'ici à 2035 et 34,5 % d'ici à 2050. Cette analyse simplifiée suppose de manière générale que les coûts du réseau sont couverts uniquement par la part des coûts de la composante de puissance du coût total dont le client commercial doit s'acquitter pour l'électricité.

Type commercial C5	2035			2050		
	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	499 280	5,8	28 763 (-0,8)	494 236	5,6	27 688 (-4,5 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	499 280	6,6	32 907 (+13,5)	494 236	6,8	33 831 (+16,7 %)
Mesures politiques du Conseil fédéral	412 824	6,9	28 491 (-1,8 %)	386 888	7,3	28 085 (-3,2 %)
Nouvelle politique énergétique	385 447	7,1	27 183 (-6,3 %)	327 810	7,8	25 505 (-12,0 %)

Tableau 5.2: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client commercial au profil de consommation C5 pour la variante d'offre C & E et les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» (valeurs 2015: 500 000 kWh/a et 29 000 CHF/a). Présence d'effets d'arrondi.

Dans chaque scénario, les différentes hypothèses concernant l'évolution de la consommation aboutissent à des coûts annuels du réseau qui évoluent de la même manière. Alors que dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les coûts annuels du réseau incombant aux clients commerciaux augmentent de 13,5 % d'ici à 2035 et de 16,7 % d'ici à 2050 par rapport aux coûts actuels de 29 000 francs par an, dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», ils baissent de 1,8 % d'ici à 2035 et de 3,2 % d'ici à 2050 par rapport au montant actuel. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», les coûts annuels du réseau incombant aux clients commerciaux diminuent de 6,3 % d'ici à 2035 et de 12,1 % d'ici à 2050 tandis qu'ils augmentent pour les clients résidentiels (cf. plus haut).

Répartition des rémunérations pour l'utilisation du réseau

Le présent chapitre se penche sur la question de savoir dans quelle mesure les facteurs d'influence découlant de la Stratégie énergétique 2050 se reflètent au niveau des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Afin de pouvoir estimer l'importance de ces facteurs d'influence, les rémunérations ont été calculées à chaque fois en tenant compte d'un seul facteur et la différence a été établie par rapport aux résultats du calcul général (présentés plus haut) englobant tous les facteurs en même temps. Par exemple, pour déterminer l'influence du développement de la production décentralisée sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau, ces rémunérations ont été calculées sans tenir compte de ce développement. Le résultat a ensuite été comparé à celui du calcul qui tient compte de l'ensemble des facteurs d'influence, la différence représentant la part de la production décentralisée dans les rémunérations pour l'utilisation du réseau.

Le tableau Tableau 5.3 montre dans quelle proportion les mesures de développement et de transformation du réseau influent sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau incombant à un client résidentiel au profil de consommation H4 dans la variante d'offre C & E. La part la plus importante des rémunérations pour l'utilisation du réseau est générée par les rénovations du réseau de distribution; suivant le scénario, cette part se situe entre 75 et 77 % en 2035 et entre 70 et 73 % en 2050. Les rénovations concernant les niveaux de transport s'élèvent à environ 5 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2035 et à environ 4 à 5 % de ces rémunérations en 2050. Le besoin de développement dû à l'influence de la production décentralisée est responsable d'environ 8 à 9 % des rémunérations en 2035 et d'environ 11 à 13 % en 2050. Etant donné que les scénarios «Nouvelle politique énergétique» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» annoncent un recul de la charge et de la consommation, l'influence de la hausse de la charge dans ces scénarios est à l'origine d'environ 1 à 2 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau pour les deux années considérées, alors que cette part s'élève à environ 4 % des rémunérations en 2035 et à environ 5 % en 2050 dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle». L'influence du facteur de surcoût pour le câblage est à l'origine d'environ 5 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2035 et d'environ 6 % en 2050. L'influence liée au développement des systèmes de mesure intelligents et aux budgets d'innovation se chiffre à environ 2,2 % en 2035 et en 2050.

Parmi les facteurs d'influence découlant de la Stratégie énergétique 2050, le développement de la production décentralisée constitue la principale source de coûts avec une part atteignant environ 9 % en 2035 et environ 13 % en 2050; vient ensuite le facteur de surcoût pour le câblage,

lequel génère environ 5 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2035 et environ 6 % en 2050.

Niveau de réseau 7	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client résidentiel H4						
Rénovation réseau de distribution	8,45	9,48	10,02	7,93	9,20	10,77
Rénovation réseau de transport	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Besoin de développement réseau de transport	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Influence augmentation de la charge	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Influence production décentralisée	0,87	1,03	1,14	1,23	1,48	1,87
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,56	0,60	0,63	0,68	0,76	0,87
Systèmes de mesure intelligents	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Budgets d'innovation	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Total	11,2	12,3	13,0	11,3	12,7	14,8

Tableau 5.3: Parts des facteurs d'influence aux rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client résidentiel au profil de raccordement H4 dans la variante d'offre C & E.

Le tableau Tableau 5.4 montre de façon analogue les parts des différents facteurs d'influence dans les rémunérations pour l'utilisation du réseau pour un client du niveau de réseau 5 au profil de consommation C5. Comme au niveau de réseau 7, les parts découlant des rénovations sont les plus importantes. La part revenant aux niveaux de réseau de distribution est toutefois un peu moins élevée qu'au niveau de réseau 7 et se situe entre 61 et 63 % environ en 2035 et entre 53 et 55 % en 2050. La part correspondant aux rénovations aux niveaux de transport est près du

double des valeurs du niveau 7, soit environ 12 % en 2035 et environ 10 à 11 % en 2050. La répartition des autres facteurs d'influence est semblable à celle du niveau de réseau 7. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», l'augmentation de la charge n'exerce toutefois pas d'influence, car le besoin de développement qui en résulte apparaît, selon ce scénario, intégralement aux niveaux 6 et 7.

Parmi les facteurs d'influence découlant de la Stratégie énergétique 2050, le développement de la production décentralisée constitue la principale source de coûts avec une part atteignant environ 14 % en 2035 et environ 21 % en 2050; vient ensuite le facteur de surcoût pour le câblage qui génère environ 6 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2035 et environ 8 % en 2050.

Niveau de réseau 5	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client commercial C5						
Rénovation réseau de distribution	3,99	4,32	4,39	3,64	4,03	4,25
Rénovation réseau de transport	0,78	0,85	0,88	0,72	0,79	0,88
Besoin de développement réseau de transport	0,26	0,27	0,27	0,25	0,28	0,29
Influence augmentation de la charge	0,28	0,04	0,00	0,42	0,13	0,00
Influence production décentralisée	0,79	0,92	1,00	1,18	1,38	1,66
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,41	0,42	0,42	0,55	0,58	0,60
Systèmes de mesure intelligents	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Budgets d'innovation	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Total	6,6	6,9	7,1	6,8	7,3	7,8

Tableau 5.4: Parts des facteurs d'influence aux rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client commercial au profil de raccordement C5 dans la variante d'offre C & E.

Variante d'offre C & D & E

Comme dans l'examen de la variante C & E, la figure Figure 5.3 présente les rémunérations pour l'utilisation du réseau selon la variante C & D & E et les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» en premier lieu pour le niveau de réseau 7. De la même manière, le tableau Tableau 5.5 montre l'évolution des coûts annuels du réseau et les changements à ce niveau en

comparaison avec la valeur de référence actuelle de 10,2 centimes/kWh pour un client résidentiel au profil de consommation H4.

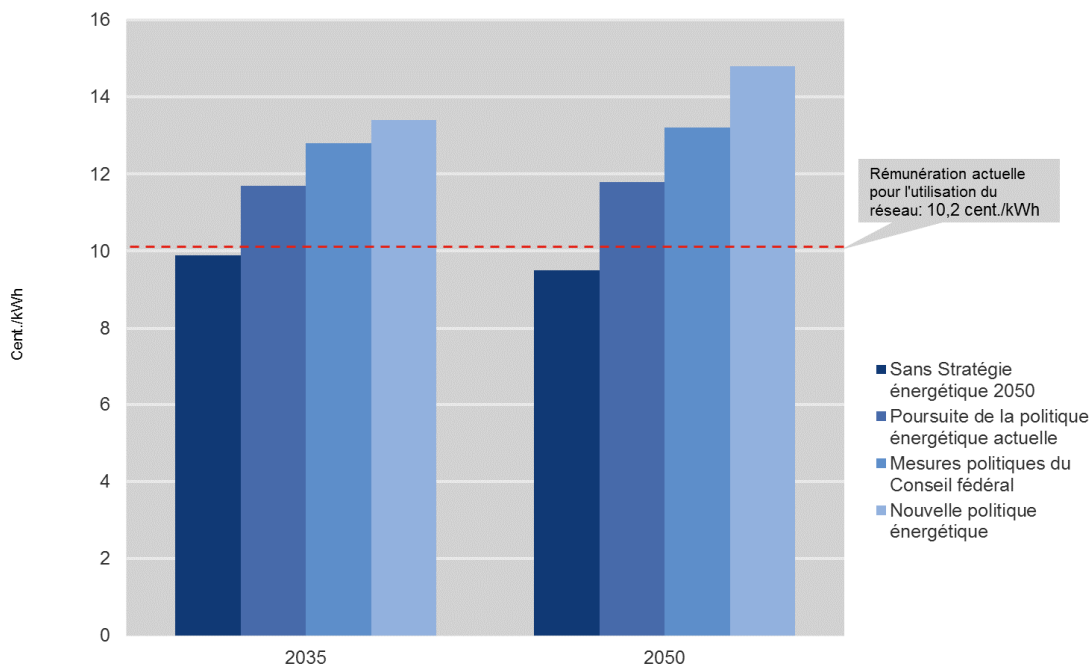


Figure 5.3: Rémunérations spécifiques pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh au niveau de réseau 7 dans les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» – variante d'offre C & D & E.

Qualitativement, l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau pour l'année 2035 est semblable à celle dans la variante C & E. Les coûts du réseau sont plus élevés dans la variante C & D & E et font augmenter les rémunérations pour l'utilisation du réseau par rapport à la variante C & E. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les rémunérations pour l'utilisation du réseau augmentent de 1,5 centimes/kWh (env. +15 %) pour passer à 11,7 centimes/kWh. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», elles augmentent de 2,6 centimes/kWh (env. +25 %) pour atteindre 12,8 centimes/kWh. Ces hausses correspondent à une hausse supplémentaire des rémunérations d'environ 3,6 %, respectivement 3,7 %, par rapport à la variante d'offre C & E. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», les rémunérations pour l'utilisation du réseau augmentent de 3,2 centimes/kWh (env. +31 %) et passent à 13,4 centimes/kWh. La hausse par rapport à la variante C & E correspond ici à +2,9 %.

En 2050, les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» affichent des rémunérations pour l'utilisation du réseau environ 3,8 % plus élevées que dans la variante C & E. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les rémunérations augmentent de 1,6 centimes/kWh (env. +15 %) et passent à 11,8 centimes/kWh. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», elles augmentent de 3,0 centimes/kWh (env. +29 %) pour atteindre 13,2 centimes/kWh. Enfin, dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», elles augmentent de 4,6 centimes/kWh (env. +45%) et passent à 14,8 centimes/kWh. Ici, les rémunérations pour l'utilisation du réseau restent à peu près identiques à celles dans la variante C & E. Les répercussions décrites au chap. 3.2.2, résultant du recul de la demande en lien les coûts d'investissement moins élevés en raison du démantèlement théorique des CCF, aboutissent à des rémunérations presque identiques que dans la variante d'offre C & E.

Type résidentiel H4	2035			2050		
	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	4280	9,9	425 (-7,4 %)	4300	9,5	407 (-11,2 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	4280	11,7	499 (+8,6 %)	4300	11,8	505 (+10,0 %)
Mesures politiques du Conseil fédéral	3810	12,8	487 (+6,1 %)	3650	13,2	482 (+5,1 %)
Nouvelle politique énergétique	3750	13,4	501 (+9,2 %)	3250	14,8	481 (+4,9 %)

Tableau 5.5: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau en CHF/a pour un client résidentiel au profil de consommation H4 pour la variante d'offre C & D & E et les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» (valeurs 2015: 4500 kWh/a et 459 CHF/a).

La comparaison avec la variante d'offre C & E révèle que les coûts annuels du réseau incombant à un client résidentiel au profil de consommation H4 affichent une hausse de 3,6 %, respectivement de 3,7 % jusqu'en 2035 dans les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» et une hausse de 2,9 % dans le scénario «Nouvelle politique énergétique». L'évolution des coûts annuels du réseau est similaire jusqu'en 2050, à savoir ces coûts augmentent d'environ 3,8 % par rapport à la variante C & E dans les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral», alors que les rémunérations annuelles pour l'utilisation du réseau sont presque identiques dans le scénario «Nouvelle politique énergétique».

La figure Figure 5.4 présente l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau pour un client commercial raccordé au niveau de réseau 5 dans la variante C & D & E. Comme pour les

clients du niveau de réseau 7, les rémunérations augmentent également au niveau 5. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», elles augmentent de 1,1 centimes/kWh (env. +19 %) et passent à 6,9 centimes/kWh d'ici à 2035. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», elles augmentent de 1,4 centimes/kWh (env. +24 %) pour atteindre 7,2 centimes/kWh en 2035. Ces hausses correspondent à une hausse supplémentaire des rémunérations incombant aux clients commerciaux d'environ 4,0 %, respectivement 4,3 %, par rapport à la variante d'offre C & E. Dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», les rémunérations augmentent de 1,5 centimes/kWh (env. +26 %) et passent à 7,3 centimes/kWh d'ici à 2035. La hausse par rapport à la variante C & E est ici de +3,4 %.

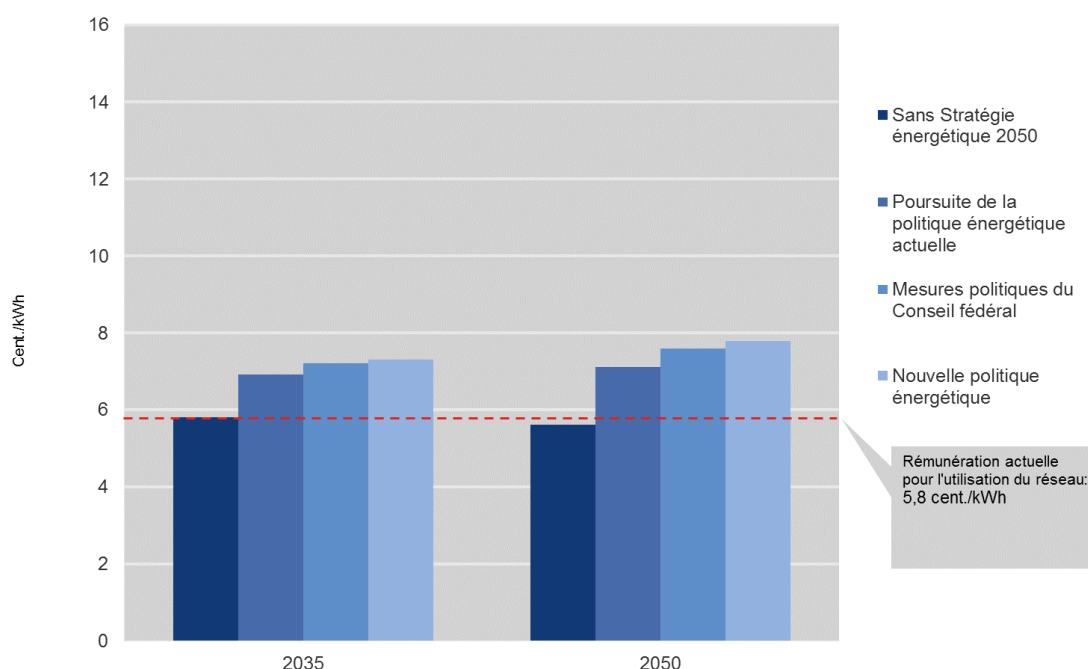


Figure 5.4: Rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh au niveau de réseau 5 dans les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» – variante d'offre C & D & E.

En 2050, le tableau est également identique pour les clients du niveau de réseau 5 que pour ceux du niveau 7. Dans les scénarios «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral», les rémunérations spécifiques pour l'utilisation du réseau sont 3,9 %, respectivement 4,2 % plus élevées que dans la variante d'offre C & E, alors qu'elles

restent identiques dans le scénario «Nouvelle politique énergétique». Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les rémunérations augmentent de 1,3 centimes/kWh (env. +22 %) et passent à 7,1 centimes/kWh. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», elles augmentent de 1,8 centimes/kWh (env. +31 %) pour atteindre 7,6 centimes/kWh. Enfin, dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», elles augmentent de 2,0 centimes/kWh (env. +34 %) et passent à 7,8 centimes/kWh.

Les coûts annuels du réseau évoluent de manière semblable pendant les années considérées et dans les trois scénarios (cf. tableau Tableau 5.6).

Type commercial C5	2035			2050		
	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	499 280	5,8	28 763 (-0,8 %)	494 236	5,6	27 688 (-4,5 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	499 280	6,9	34 223 (+18,0 %)	494 236	7,1	35 141 (+21,2 %)
Mesures politiques du Conseil fédéral	412 824	7,2	29 707 (+2,4 %)	386 888	7,6	29 254 (+0,9 %)
Nouvelle politique énergétique	385 447	7,3	28 108 (-3,1 %)	327 810	7,8	25 513 (-12,0 %)

Tableau 5.6: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client commercial au profil de consommation C5 pour la variante d'offre C & D & E et les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral» et «Nouvelle politique énergétique» (valeurs 2015: 500 000 kWh/a et 29 000 CHF/a).

Répartition des rémunérations pour l'utilisation du réseau

Le tableau Tableau 5.7 présente la répartition des rémunérations pour l'utilisation du réseau selon les facteurs d'influence pour un client résidentiel au profil de consommation H4. Les différences par rapport à la variante d'offre C & E sont plutôt minimales. La part résultant du développement de la production décentralisée est environ 2 à 3 % plus élevée que dans la variante C & E. C'est uniquement dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», année 2050, que cette part est identique dans les deux variantes. Les raisons de ce phénomène ont déjà été décrites dans les chapitres concernant les coûts d'investissement et les annuités.

La part aux rémunérations plus élevée par rapport à la variante C & E résultant du développement de la production décentralisée conduit à une réduction de la part résultant des rénovations. L'importance des autres facteurs d'influence est à peu près identique à la variante C & E.

Parmi les facteurs d'influence découlant de la Stratégie énergétique 2050, le développement de la production décentralisée constitue la principale source de coûts avec une part d'environ 11 % en 2035 et atteignant environ 14 % en 2050; vient ensuite le facteur de surcoût pour le câblage qui génère environ 5 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2035 et environ 6 % en 2050.

Niveau de réseau 7	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client résidentiel H4						
Rénovation réseau de distribution	8,47	9,49	10,04	7,95	9,21	10,77
Rénovation réseau de transport	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Besoin de développement réseau de transport	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Influence augmentation de la charge	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Influence production décentralisée	1,23	1,43	1,47	1,61	1,92	1,87
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,59	0,63	0,66	0,71	0,79	0,87
Systèmes de mesure intelligents	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Budgets d'innovation	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Total	11,7	12,8	13,4	11,8	13,2	14,8

Tableau 5.7: Parts des facteurs d'influence aux rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client résidentiel au profil de raccordement H4 dans la variante d'offre C & D & E.

Le tableau Tableau 5.8 présente de manière analogue la répartition des rémunérations pour l'utilisation du réseau pour un client du réseau au profil de consommation C5. En comparaison avec la variante C & E, les effets sont les mêmes que ceux constatés pour un client du niveau de réseau 7. On assiste à un transfert d'une partie de l'influence de la rénovation vers le développement de la production décentralisée. L'ampleur de ce transfert s'élève à environ 2 à 3 %, comme au niveau de réseau 7, alors que les parts des autres facteurs d'influence restent à peu près les mêmes.

Parmi les facteurs d'influence découlant de la Stratégie énergétique 2050, le développement de la production décentralisée constitue la principale source de coûts avec une part atteignant environ 18 % en 2035 et environ 23 % en 2050; vient ensuite le facteur de surcoût pour le câblage qui génère environ 6 % des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2035 et environ 8 % en 2050.

Niveau de réseau 5	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client commercial C5						
Rénovation réseau de distribution	3,93	4,25	4,34	3,60	3,97	4,25
Rénovation réseau de transport	0,76	0,83	0,87	0,71	0,78	0,88
Besoin de développement réseau de transport	0,26	0,27	0,27	0,25	0,27	0,29
Influence augmentation de la charge	0,28	0,04	0,00	0,42	0,12	0,00
Influence production décentralisée	1,11	1,26	1,28	1,49	1,72	1,66
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,44	0,45	0,44	0,58	0,60	0,60
Systèmes de mesure intelligents	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Budgets d'innovation	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Total	6,9	7,2	7,3	7,1	7,6	7,8

Tableau 5.8: Parts des facteurs d'influence aux rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client commercial au profil de raccordement C5 dans la variante d'offre C & D & E.

6 Résultats - analyses de sensibilité

6.1 Remarques préliminaires

L'objectif principal des analyses de sensibilité consiste à examiner les répercussions de la variation des différentes grandeurs d'influence sur l'évolution des coûts du réseau. Dans ce contexte, les points déterminants sont, d'une part, l'ampleur de la hausse des coûts par rapport à aujourd'hui et, d'autre part, l'impact sur la différence des coûts du développement du réseau entre les différents scénarios. Les résultats peuvent être obtenus assez facilement à l'aide d'une comparaison de la valeur de remplacement du réseau existant. Les évaluations ci-après se réfèrent par conséquent à une telle comparaison, sachant qu'en général seuls les niveaux de réseau 2 à 7 sont pris en compte, car les analyses concernent aussi uniquement ces niveaux. En outre, toutes les analyses sont effectuées à l'exemple de la variante d'offre C & E.

Lors de la comparaison des valeurs de remplacement présentées par la suite avec les coûts d'investissement cités aux chap. 3, en particulier dans les tableaux Tableau 3.10 et Tableau 3.2, il convient de veiller au point suivant: dans les tableaux Tableau 3.10 et Tableau 3.2 où figurent les coûts d'investissement, les surcoûts sont toujours indiqués par rapport au cas «sans Stratégie énergétique 2050», alors que les valeurs de remplacement ci-après sont définies par rapport à aujourd'hui (2015). La différence des valeurs de remplacement dans la comparaison entre les scénarios peut toutefois également être déduite des données de ces deux tableaux (Tableau 3.10 et Tableau 3.2). Il faut, d'une part, soustraire les coûts indiqués dans les tableaux pour les systèmes de mesure intelligents et les budgets d'innovation des surcoûts mentionnés et, d'autre part, ajouter les coûts de développement occasionnés dans la variante «sans Stratégie énergétique 2050» par rapport à aujourd'hui (2015). Concrètement, il s'agit des données relatives au réseau de distribution / influence de l'augmentation de la charge.

6.2 Sensibilité «surfaces»

Dans les calculs (standard) du besoin d'investissement, dont les résultats figurent au chap. 3, on part du principe que la répartition des surfaces entre villes et campagnes présente un rapport de 10/90, de manière analogue aux études antérieures [2, 3]. Ce rapport de surface correspond à peu près au rapport des surfaces d'approvisionnement des villes suisses et de la surface d'approvisionnement totale, mais il comporte néanmoins des incertitudes.

Pour évaluer si les résultats dépendent de façon déterminante de cette hypothèse, le rapport a été modifié très nettement et de manière délibérée dans le cadre d'une analyse de sensibilité et porté à 30/70, ce qui correspond à un agrandissement des surfaces urbaines de 200 %. La figure Figure 6.1 présente cette influence à l'aide des valeurs de remplacement du réseau. Les colonnes foncées montrent les valeurs des calculs pour la répartition des surfaces à 10/90 et les colonnes claires celles pour la répartition à 30/70.

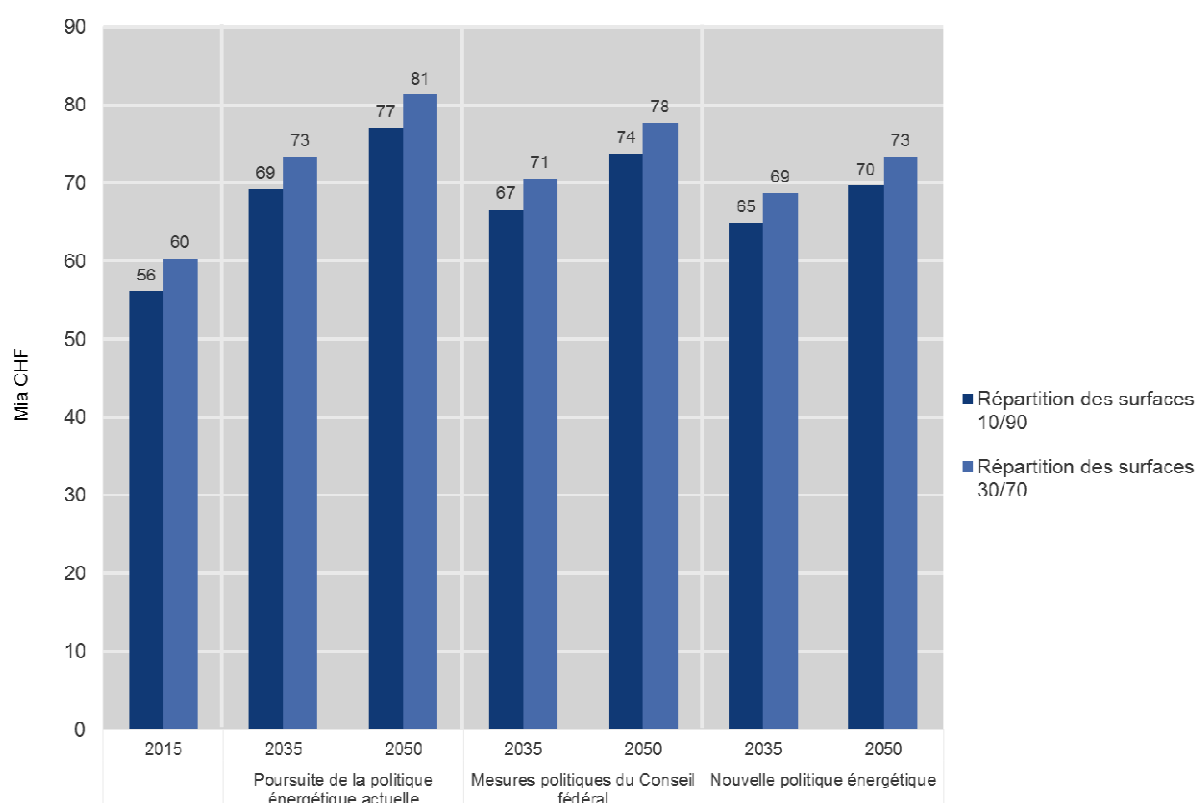


Figure 6.1: Comparaison des valeurs de remplacement des niveaux de réseau 2 à 7 en milliards de francs par scénario de demande pour les années 2035 et 2050, en cas de variation de la répartition des surfaces ville/campagne de 10/90 (standard) à 30/70 (sensibilité).

Les valeurs de remplacement pour l'année 2015 figurent tout à gauche, à titre de comparaison. Dans toutes les situations présentées, les valeurs de remplacement pour un rapport de surface 30/70 dépassent d'environ 4 milliards de francs celles pour un rapport 10/90.

La hausse des coûts est engendrée exclusivement aux niveaux de réseau 3, 5 et 7, à savoir aux niveaux des lignes du réseau de distribution. Cela s'explique par le fait que, malgré l'agrandissement des surfaces urbaines, le nombre de raccordements et l'ampleur de la charge en valeurs absolues restent identiques. Il en résulte que les surfaces urbaines deviennent semblables aux

surfaces rurales, car la distance moyenne entre les points de raccordement s'agrandit et les limites de tension sont par conséquent atteintes plus rapidement dans les différentes lignes basse ou moyenne tension. Toutefois, le nombre de stations de transformation nécessaires n'augmente pas, car l'ampleur de la charge en valeurs absolues reste identique dans les zones urbaines.

Certes, le montant absolu des coûts du réseau change en cas de variation de la répartition des surfaces, mais les rapports de coûts restent à peu près les mêmes dans les différents scénarios. Le tableau Tableau 11 présente à cet effet les variations des valeurs de remplacement pour l'ensemble des variantes en pourcentage, toujours en référence à la valeur de remplacement actuelle.

Scénario	Année considérée	Répartition des surfaces 10/90	Répartition des surfaces 30/70
Référence	2015	0 %	0 %
Poursuite de la politique énergétique actuelle	2035	+23,4 %	+23,4 %
	2050	+37,5 %	+37,5 %
Mesures politiques du Conseil fédéral	2035	+18,7 %	+18,4 %
	2050	+31,5 %	+31,4 %
Nouvelle politique énergétique	2035	+15,7 %	+15,1 %
	2050	+24,2 %	+23,3 %

Tableau 11: Hausse des valeurs de remplacement en % par rapport à la valeur de remplacement actuelle en cas de variation de la répartition des surfaces.

La hausse des coûts de 37,5 % affichée par le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» entre 2015 et 2050 pour une réparation des surfaces à 10/90 s'avère même identique à celle indiquée pour une répartition des surfaces à 30/70. Cela n'est certes pas exactement le cas dans les deux autres scénarios, mais la hausse y est également très semblable.

Cela signifie que la variation du rapport de surface entraîne une différence de coûts, qui est en pratique négligeable au regard de l'ensemble des scénarios, et que les différences quant aux

coûts de développement du réseau résultent pour l'essentiel de l'influence de l'évolution de la charge et de la production au niveau des réseaux de distribution. Par conséquent, les affirmations concernant le montant des coûts de développement du réseau peuvent être considérées comme stables par rapport aux hypothèses relatives à la répartition des surfaces.

6.3 Sensibilité «degré de concentration»

La deuxième analyse de sensibilité concerne la variation du degré de concentration. Dans les calculs (standard), on part du principe, de manière analogue aux études antérieures [2, 3], que la part de surface comportant des installations de production décentralisées s'élève à 30 %. Cette valeur est une estimation qui présente des incertitudes (cf. chap. 2.5.2).

Pour évaluer dans quelle mesure les résultats dépendent de cette hypothèse, la part de surface a été modifiée très nettement et de manière délibérée dans le cadre d'une analyse de sensibilité. Concrètement, la part de surface comportant des installations de production a été réduite de 30 % à 10 %, tandis que le nombre d'installations de production (prévu par la variante d'offre) est resté identique.

Les résultats des calculs sont représentés à la figure Figure 6.2. Les colonnes foncées montrent les valeurs issues du calcul basé sur un degré de concentration de 30 % et les colonnes claires celles résultant du calcul de sensibilité basé sur un degré de concentration de 10 %. Les valeurs de remplacement pour l'année 2015 figurent tout à gauche, à titre de comparaison.

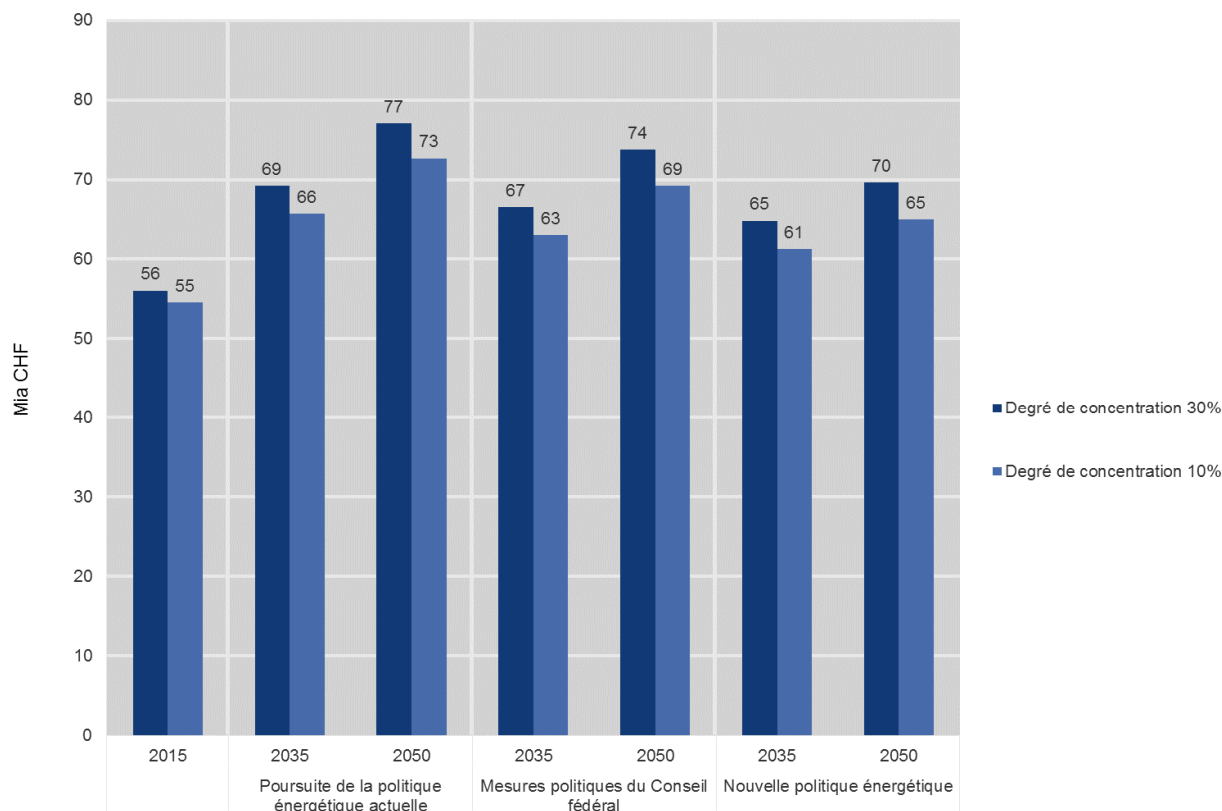


Figure 6.2: Comparaison des valeurs de remplacement des niveaux de réseau 2 à 7 en milliards de francs par scénario de demande pour les années 2035 et 2050, en cas de variation du degré de concentration de 30 % (standard) à 10 % (sensibilité).

Conformément aux explications du chap. 6.1, le tableau Tableau 12 présente l'évolution des coûts en pourcentage en cas de variation du degré de concentration, toujours en référence à la valeur de remplacement actuelle.

Les effets sur les valeurs de remplacement sont du même ordre que dans le cas de la variation de la répartition des zones urbaines/rurales, mais avec une tendance inverse, autrement dit la densification des surfaces de production s'accompagne d'une baisse des coûts.

Certes le montant absolu des coûts du réseau change également en cas de variation de la part de surface comportant des installations de production. Mais le rapport des coûts dans les différents scénarios reste à peu près identique, comme dans l'analyse de sensibilité relative aux surfaces.

Cela ressort de la comparaison des scénarios de demande en ce qui concerne la hausse des coûts en pourcentage par rapport aux résultats 2015. Ainsi, dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», les coûts augmentent de 37,5 % entre 2015 et 2050 en cas de degré de

concentration de 30 %; dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», la hausse correspond à 24,2 %, soit 60 % du résultat du scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle». En cas de degré de concentration de 10 %, la hausse est de 32,2 % dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle»; dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», elle s'élève à 18,6 %, soit 60 % de celle constatée dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle».

Scénario	Année considérée	Degré de concentration 30 %	Degré de concentration 10 %
Référence	2015	0 %	0 %
Poursuite de la politique énergétique actuelle	2035	+23,4 %	+19,8 %
	2050	+37,5 %	+32,2 %
Mesures politiques du Conseil fédéral	2035	+18,7 %	+15,0 %
	2050	+31,5 %	+26,1 %
Nouvelle politique énergétique	2035	+15,7 %	+11,9 %
	2050	+24,2 %	+18,6 %

Tableau 12: Hausse des valeurs de remplacement en pourcentage par rapport à la valeur de remplacement actuelle en cas de variation du degré de concentration.

La variation du degré de concentration induit également un décalage au niveau des valeurs de remplacement. Ce décalage n'est certes pas aussi constant que dans le cas de la variation du rapport de surface (chap. 6.1), mais les différences sont à chaque fois si faibles que même en cas de variation du degré de concentration, l'évolution et la répartition des charges et de la production restent les principaux facteurs d'influence.

Par conséquent, les affirmations concernant la hausse des coûts de développement du réseau peuvent être considérées comme très stables par rapport aux hypothèses relatives à la part des surfaces comportant des installations de production, et ce, justement au vu de la variation très

nette du degré de concentration telle qu'elle a été supposée ci-dessus. Il faut également reconnaître que l'incertitude qui existe autour de la question de la répartition géographique des installations de production a une influence sur le montant absolu des coûts de développement.

6.4 Sensibilité «gestion de l'injection»

La sensibilité à la gestion de l'injection a également été analysée, afin de montrer dans quelle mesure les coûts de développement du réseau peuvent être réduits en recourant à cette mesure. Il s'agit en principe de réductions qui s'ajoutent à celles résultant de l'utilisation de transformateurs réglables. Dans les calculs standards, dont les résultats sont décrits au chap. 3 et qui englobent déjà l'utilisation de transformateurs réglables, on part du principe que toutes les installations de production décentralisées peuvent injecter à tout moment à pleine puissance. Comme dans le document [3], l'analyse de sensibilité consiste à considérer une variante très simple de la gestion de l'injection, à savoir la limitation uniforme, indépendante de la technologie de l'installation, de la puissance d'injection. Concrètement, on suppose que la puissance d'injection de toutes les installations de production décentralisées est limitée dans la même mesure à 90 % au maximum de la puissance installée, et ce, indépendamment de l'ampleur de la perte de rendement que cela occasionne pour les différentes installations.

L'hypothèse d'une réduction uniforme, indépendante du type d'installation, à 90 % de la puissance installée conduirait, selon une estimation grossière, à des pertes de production annuelle d'énergie de moins de 5 % en moyenne pour toutes les installations. Il s'agit d'un ordre de grandeur souvent cité dans les discussions actuelles autour d'une réduction de la production économiquement raisonnable (également en Allemagne). La quantité réelle d'énergie concernée par cette réduction dépend de nombreux facteurs, dont le rendement annuel effectif des différentes installations de production et le type de réduction (statique vs. dynamique).

La figure 6.3 présente les résultats de cette analyse de sensibilité en comparaison avec ceux des calculs standards. Elle contient les coûts du développement du réseau ainsi que les économies réalisables dans ce domaine grâce à la gestion de l'injection. N'y sont pas englobés les coûts de la gestion de l'injection, à savoir en particulier les coûts des acquisitions de remplacement et les éventuels montants de dédommagements pour les quantités d'énergie concernées par la réduction. Les colonnes foncées montrent les valeurs du calcul sans réduction et les colonnes claires celles du calcul de sensibilité avec réduction à 90 % de la puissance installée.

Les valeurs de remplacement pour l'année 2015 figurent tout à gauche, à titre de comparaison. L'analyse part du principe que la gestion de l'injection ne sera mise en œuvre que dans le futur, d'où les valeurs de remplacement identiques pour l'année 2015.

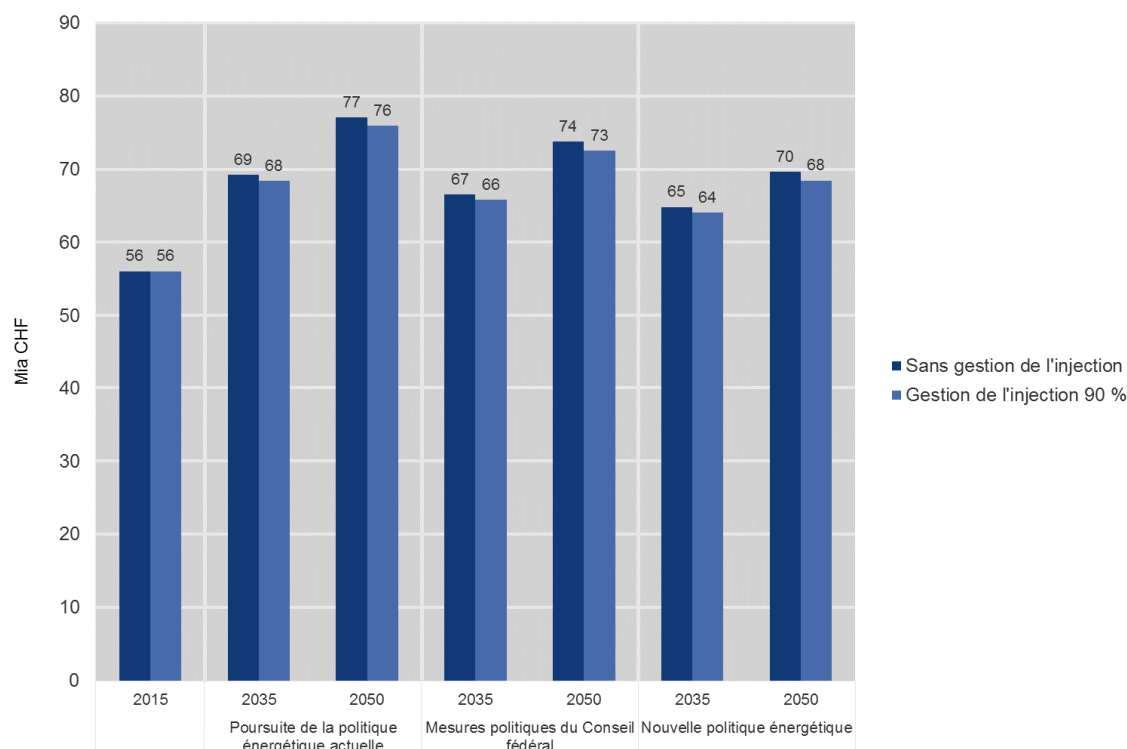


Figure 6.3: Comparaison en milliards de francs des valeurs de remplacement des scénarios de demande pour les années 2035 et 2050 en cas de réduction de l'injection décentralisée de 100 % de la puissance installée (standard) à 90 % au maximum de la puissance installée (sensibilité).

En 2035, la mise en application de la gestion de l'injection occasionne une réduction des coûts de développement du réseau d'environ 800 millions de francs dans les trois scénarios. Il ne s'agit certes que d'une réduction de tout juste 1 % par rapport au total des coûts du réseau. Toutefois, suivant le scénario, les économies s'élèvent tout de même à environ 12 à 14 % par rapport aux coûts du développement du réseau en lien avec la production (5,8 à 6,6 milliards de francs selon le scénario, cf. tableau 3.10), autrement dit ceux sur lesquels la gestion de l'injection est en principe susceptible d'exercer une influence. En 2035, la réduction des coûts du développement du réseau sera atteinte aux niveaux de réseau 2 à 6. Dans ce contexte, environ 50 % de la réduction des coûts sont générés à parts égales aux niveaux 3 et 5. Les économies faites aux niveaux de transformation s'élèvent à environ 15 à 17 % par rapport au cas sans gestion de l'injection.

En 2050, la réduction des coûts augmente dans tous les scénarios à environ 1,2 milliard de francs, soit une baisse des coûts de développement liés à la production d'environ 12 à 14 % également selon le scénario. En 2050, l'impact de la gestion de l'injection sera également atteint aux niveaux de réseau 2 à 6. Dans ce contexte, environ 45 % de la réduction des coûts sont générés à parts à peu près égales aux niveaux 3 et 5. Les économies faites aux niveaux de transformation s'élèvent à environ 17 à 20 % par rapport au cas sans gestion de l'injection.

De manière analogue aux explications des chap. 6.1 et 6.3, le tableau 13 présente la hausse en pourcentage des valeurs de remplacement pour les années 2035 et 2050 en référence aux résultats de l'année 2015 pour le cas avec et sans introduction d'une gestion de l'injection.

Scénario	Année considérée	Sans gestion de l'injection	Gestion de l'injection 90 %
Référence	2015	0 %	0 %
Poursuite de la politique énergétique actuelle	2035	+23,4 %	+22,0 %
	2050	+37,5 %	+35,5 %
Mesures politiques du Conseil fédéral	2035	+18,7 %	+17,3 %
	2050	+31,5 %	+29,4 %
Nouvelle politique énergétique	2035	+15,7 %	+14,3 %
	2050	+24,2 %	+22,1 %

Tableau 13: Hausse en pourcentage des valeurs de remplacement par rapport à la valeur de remplacement actuelle en cas de limitation de la production renouvelable au 90 % maximum des puissances installées.

Ici aussi, on constate tout d'abord que le cas avec gestion de l'injection affiche toujours des hausses de coûts moins importantes que le cas sans gestion de l'injection. Toutefois, cette dernière n'a aucune influence sur le rapport des coûts dans les différents scénarios. C'est le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» qui prévoit les coûts de développement les plus élevés et le scénario «Nouvelle politique énergétique» les coûts les moins élevés.

7 Comparaison avec des études antérieures

Une comparaison des résultats de la présente étude avec ceux d'études antérieures est effectuée à l'aide d'un exemple de l'étude *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze* de 2012 [3]. Cette dernière annonce des coûts d'investissement à hauteur d'environ 12,6 milliards de francs jusqu'en 2050 dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» et la variante D & E (comparable avec la variante C & D & E de la présente étude) dans le cas d'un développement conventionnel.

D'après les explications du chap. 3, les calculs actualisés pour le scénario «Nouvelle politique énergétique» et la variante C & D & E arrivent à des coûts d'investissement d'environ 10,5 milliards de francs jusqu'en 2050 en cas de développement sans recours aux technologies intelligentes, dont environ 9,1 milliards générés par l'injection décentralisée et 1,4 milliard par le développement strictement conventionnel (sans technologies intelligentes) du réseau. Ces coûts d'investissement sont plus bas que ceux de l'étude de 2012. La différence est due pour l'essentiel à deux effets.

D'une part, les valeurs à la base des scénarios de demande et des variantes d'offre actuels ne sont pas les mêmes (nouvelle version des perspectives énergétiques). D'autre part, les perspectives énergétiques les plus récentes présentent également des données différenciées en ce qui concerne les modifications prévues de la consommation par types de consommateurs. Ces types de consommateurs peuvent être attribués de manière proportionnelle aux niveaux de réseau, d'où une répartition plus claire de la charge entre les niveaux dans la présente étude. L'annexe A.1 indique sous forme de tableau les charges par niveau de réseau.

La figure 7.1 représente une comparaison des hypothèses des deux versions des perspectives énergétiques en ce qui concerne la consommation totale d'électricité en Suisse dans les trois scénarios de demande. Les anciennes perspectives énergétiques (*Prognos ancien*) ne contiennent pas encore le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral», d'où l'absence de valeurs à l'endroit correspondant. A remarquer que les perspectives énergétiques actualisées (*Prognos actuel*) tablent sur une consommation d'énergie globalement plus faible que *Prognos ancien*, alors que la baisse de la consommation dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» de *Prognos actuel* est plus élevée que dans le scénario «Nouvelle politique énergétique». L'hypothèse de base selon laquelle la consommation d'énergie entre 2035 et 2050 augmente dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et baisse dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» est toutefois conservée.

La consommation totale du scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» se situe entre celle des deux autres scénarios pour les deux années considérées. On part du principe d'une hausse de la consommation entre 2035 et 2050.

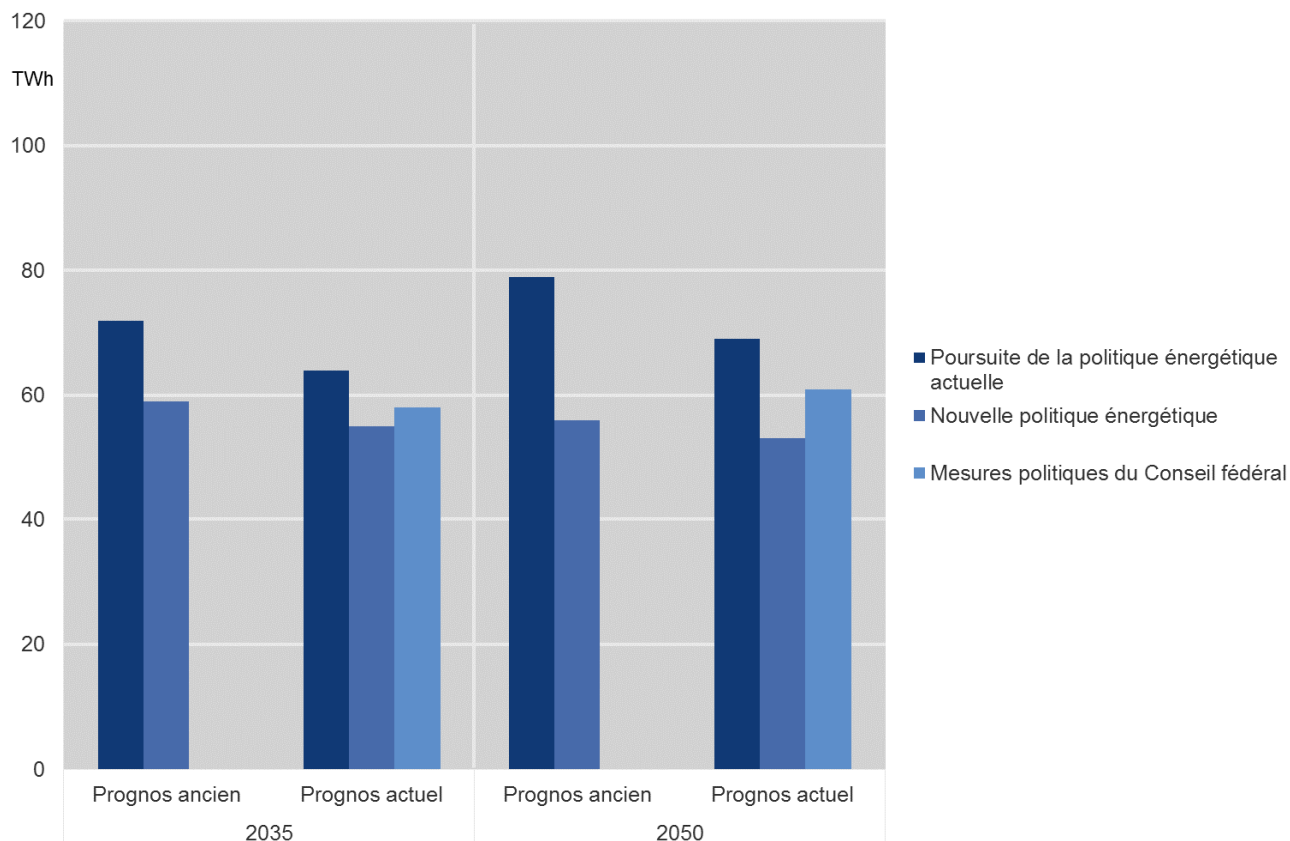


Figure 7.1: Comparaison des hypothèses des perspectives énergétiques actuelles et anciennes relatives à la consommation totale d'électricité en Suisse dans les trois scénarios de demande.

La figure 7.2 est une comparaison des hypothèses des deux versions des perspectives énergétiques en ce qui concerne la production totale d'électricité en Suisse dans la variante d'offre C & E et les trois scénarios de demande. Les parties vertes des colonnes représentent la production renouvelable (éolienne, photovoltaïque, biomasse, biogaz et géothermie), alors que les parties bleues correspondent à la production des centrales thermiques et hydrauliques.

De manière analogue aux hypothèses relatives à la consommation d'électricité en Suisse, *Prognos actuel* part du principe d'un recul également dans le domaine de la production. L'hypothèse concernant le niveau absolu de la production renouvelable est identique dans les deux versions des perspectives énergétiques. La baisse globale de la production fait toutefois monter la part de la production renouvelable en conséquence.

Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», la production augmente de façon similaire à la consommation entre 2035 et 2050. De plus, bien que la production soit sensiblement plus faible dans le scénario «Nouvelle politique économique» que dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», elle augmente également dans le premier entre 2035 et 2050, à l'inverse de la consommation. La hausse relative de la production entre 2035 et 2050 est toutefois moins importante dans *Prognos actuel* que dans *Prognos ancien*.

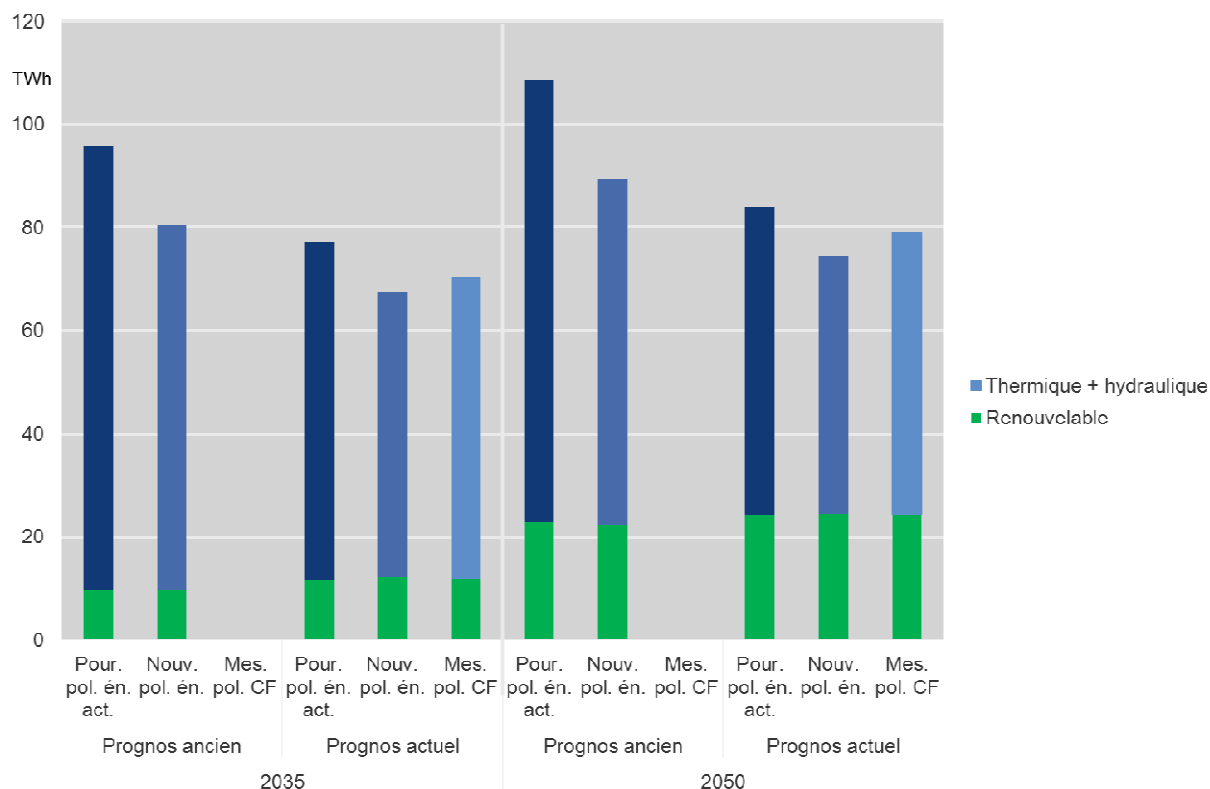


Figure 7.2: Comparaison de la production totale d'électricité en Suisse dans la variante C & E pour les différents scénarios des perspectives énergétiques actuelles et précédentes.

De manière analogue aux données relatives à la consommation, le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» se situe entre les deux autres scénarios en ce qui concerne le niveau de production.

La comparaison des résultats de la présente étude et de l'étude antérieure quant au bénéfice tiré de l'utilisation de transformateurs réglables révèle de grandes différences. Dans l'étude antérieure, le potentiel d'économie est estimé, suivant le scénario, à environ 4 milliards de francs pour la période allant jusqu'en 2035 et à environ 5 à 7 milliards pour celle allant jusqu'en 2050. Quant à la présente étude, elle évalue ce potentiel à environ 0,8 à 1,5 milliard de francs jusqu'en

2035 et à environ 1,4 à 2,4 milliards jusqu'en 2050. Ces différences considérables résultent en grande partie de l'hypothèse largement simplifiée de l'étude de 2012 consistant à dire que l'utilisation de transformateurs réglables permet d'éviter *complètement* le développement du niveau de réseau 6. Cette hypothèse très simplificatrice part avant tout également du principe que la capacité de charge du courant des transformateurs (et également des lignes du réseau moyenne tension en amont) est si élevée qu'il n'est pas nécessaire de construire, pour des raisons de courant, des stations et des lignes moyenne tension pour les relier. Par conséquent l'étude de 2012 a considéré que les mesures de développement pouvaient être évitées aux niveaux de réseau 5 et 7. La présente étude intègre complètement l'utilisation de transformateurs réglables dans les calculs relatifs au réseau. Les hypothèses formulées et les données détaillées présentées montrent ici qu'une grande partie du besoin de développement au niveau de réseau 6, et justement aussi dans les régions rurales où l'utilisation de transformateurs réglables pourrait être en principe indiquée, est liée au courant. Dans les variantes d'offres considérées ici, la zone rurale présente en 2035 déjà des puissances de production installées considérablement supérieures à la charge; il en résulte donc de grandes quantités d'injection, qui génèrent un besoin de développement du réseau lié au courant. Dans ces cas, l'utilisation de transformateurs réglables ne conduit plus à la baisse des coûts. En outre, la présente étude tient également compte (contrairement à l'étude antérieure) du besoin de développement des lignes en vue de l'intégration d'installations de production disposant de leur propre raccordement au réseau existant; ce besoin ne peut bien sûr pas non plus être diminué grâce à l'utilisation de transformateurs réglables.

En cas de progression légère de la capacité de production (p. ex. lorsqu'on considère la progression jusqu'en 2025) ou de répartition géographique étendue (degré de concentration moins élevé que les 30 % supposés dans la présente étude, cf. chap. 2.5.2), les transformateurs réglables présentent naturellement un bénéfice relatif plus important, car la quantité injectée n'est pas encore suffisamment élevée pour induire un besoin prédominant de développement lié au courant. Dans ce contexte, il convient de retenir que le bénéfice tiré des transformateurs réglables a été nettement surestimé en 2012 en raison de l'hypothèse simplifiée à la base des réflexions de l'époque.

8 Comparaison des résultats avec le Réseau stratégique 2025 de Swissgrid

Le *Rapport sur le réseau stratégique 2025* de Swissgrid table sur des investissements d'environ 1,0 milliard de francs jusqu'en 2035 pour la conservation du réseau, sachant que ce même rapport ne prévoit aucun investissement pendant la période allant de 2025 à 2035. Les calculs effectués dans le cadre de la présente étude (cf. chap. 2.4) reposent sur l'hypothèse simplifiée selon laquelle la structure d'ancienneté du réseau existant présente une répartition homogène avec une durée d'utilisation technique moyenne de 80 ans pour les lignes du niveau de réseau 1 et de 50 ans pour les autres infrastructures. Sur la base de cette hypothèse, les investissements calculés pour la période allant jusqu'en 2025 s'élèvent à environ 850 millions de francs en ce qui concerne la rénovation du niveau de réseau 1. Cette valeur est du même ordre que celle indiquée par Swissgrid. Les résultats présentent donc une bonne correspondance.

Le rapport de Swissgrid annonce en outre des investissements d'extension à hauteur de 1,5 milliard de francs environ jusqu'en 2035. Les raisons expliquant les différences par rapport aux résultats documentés dans les chapitres précédents peuvent être multiples; il peut s'agir de divergences au niveau des scénarios de développement de l'offre et de la demande, des hypothèses relatives à l'exploitation de centrales dans les pays voisins, à des coûts spécifiques du développement du réseau ou aux taux de charge maximaux des lignes. Il n'est pas évident de catégoriser les chiffres de Swissgrid comme étant clairement optimistes ou clairement pessimistes. On peut toutefois partir du principe que même si les hypothèses avaient été semblables, ces chiffres devraient se situer systématiquement en dessous de ceux de la présente étude car, à l'inverse de Swissgrid, la base de données pour l'enregistrement des flux de charge qui est utilisée ici et qui repose sur des sources publiques ne permet pas d'évaluer des concepts d'exploitation et de protection permettant de réduire le besoin de développement du réseau.

Bibliographie

- [1] Consentec
Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz
Etude menée sur mandat de l'OFEN, finalisée en 2012
- [2] Consentec
Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz
Etude menée sur mandat de l'OFEN, finalisée en 2010
- [3] Consentec
Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze
Etude menée sur mandat de l'OFEN, finalisée en 2012
- [4] Consentec
Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors
Etude menée sur mandat de l'OFEN, finalisée en 2013
- [5] Prognos
Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050
Etude menée sur mandat de l'OFEN, finalisée en 2015
- [6] OFEN
Bases pour l'introduction de systèmes de mesure intelligents auprès du consommateur final en Suisse. Exigences techniques minimales et modalités d'introduction
Novembre 2014
- [7] Ecoplan
Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen, Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012
Etude menée sur mandat de l'OFEN, finalisée en 2015

- [8] Commission fédérale de l'électricité (ElCom)
Rapport d'activité de l'ElCom 2013

Annexe

A Annexe

A.1 Consommations d'énergie et puissances par niveau de réseau

Consommation d'énergie par niveau de réseau en TWh						
Scénario	Année	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3
	2015	26,6	33,7	44,0	50,8	58,8
Poursuite de la politique énergétique actuelle	2035	27,7	36,6	48,9	55,6	64,4
	2050	29,3	39,6	53,1	59,7	69,0
Mesures politiques du Conseil fédéral	2035	24,6	32,4	44,1	49,7	57,9
	2050	25,0	33,9	46,9	52,1	60,8
Nouvelle politique énergétique	2035	22,9	29,4	41,3	46,5	55,0
	2050	20,4	26,7	39,6	44,0	53,0

Tableau A.1: Consommation d'énergie (en TWh) des différents niveaux de réseau dans les trois scénarios de demande («Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral», «Nouvelle politique énergétique») en 2035 et en 2050.

Puissance annuelle maximale par niveau de réseau en GW						
Scénario	Année	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3
	2015	7,6	9,6	8,0	9,2	10,7
Poursuite de la politique énergétique actuelle	2035	7,9	10,5	8,9	10,1	11,7
	2050	8,4	11,3	9,6	10,9	12,6
Mesures politiques du Conseil fédéral	2035	7,0	9,3	8,0	9,0	10,5
	2050	7,2	9,7	8,5	9,5	11,1
Nouvelle politique énergétique	2035	6,5	8,4	7,5	8,5	10,0
	2050	5,8	7,6	7,2	8,0	9,6

Tableau A.2: Pointes de charge annuelles (en GW) des différents niveaux de réseau dans les trois scénarios de demande («Poursuite de la politique énergétique actuelle», «Mesures politiques du Conseil fédéral», «Nouvelle politique énergétique») en 2035 et en 2050.

Puissances annuelles maximales par niveau de réseau en GW						
Valeurs de l'étude de 2012						
Scénario	Année	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3
	2015	7,6	9,4	9,8	9,8	9,8
Poursuite de la politique énergétique actuelle	2035	9,196	11,374	11,858	11,858	11,858
	2050	10,108	12,502	13,034	13,034	13,034
Nouvelle politique énergétique	2035	7,524	9,306	9,702	9,702	9,702
	2050	7,22	8,93	9,31	9,31	9,31

Tableau A.3: Pointes de charge annuelles (en GW) des différents niveaux de réseau dans les deux scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Nouvelle politique énergétique» en 2035 et en 2050, **d'après l'étude de 2012.**

A.2 Puissances installées des installations de production décentralisées

Variante d'offre C & E, tous les scénarios de demande, en GW					
Type d'installation	Année	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4
Eolienne	2035	0,0	0,0	1,0	0,2
	2050	0,0	0,0	1,5	0,8
Photovoltaïque	2035	3,0	0,0	2,1	0,0
	2050	5,8	0,0	5,1	0,0
Thermique	2035	1,8	0,7	0,9	0,3
	2050	1,8	0,7	0,9	0,3

Tableau A.4: Puissance installée des installations de production décentralisées selon la variante d'offre C & E et les trois scénarios de demande.

Variante d'offre C & D & E, scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral», en GW					
Type d'installation	Année	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4
Eolienne	2035	0,0	0,0	1,0	0,2
	2050	0,0	0,0	1,5	0,8
Photovoltaïque	2035	3,0	0,0	2,1	0,0
	2050	5,8	0,0	5,1	0,0
Thermique	2035	3,3	1,0	2,0	0,7
	2050	3,7	1,1	2,3	0,9

Tableau A.5: Puissance installée des installations de production décentralisées dans la variante d'offre C & D & E et les scénarios de demande «Poursuite de la politique énergétique actuelle» et «Mesures politiques du Conseil fédéral».

Variante d'offre C & D & E, scénario de demande «Nouvelle politique énergétique», en GW					
Type d'installation	Année	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4
Eolienne	2035	0,0	0,0	1,0	0,2
	2050	0,0	0,0	1,5	0,8
Photovoltaïque	2035	3,0	0,0	2,1	0,0
	2050	5,8	0,0	5,1	0,0
Thermique	2035	3,0	0,9	1,8	0,6
	2050	1,8	0,7	0,9	0,3

Tableau A.6: Puissance installée des installations de production décentralisées dans la variante d'offre C & D & E et le scénario de demande «Nouvelle politique énergétique».

A.3 Structures quantitatives du réseau actuel

	NR 7	NR 6	NR 5	NR 4	NR 3	NR 2	NR 1
Longueurs des lignes [km]	84 000		44 000		9000		6750
Nombre de stations [unités]		57 000		558		75	

Tableau A.7: Structures quantitatives du réseau actuel (basées sur le rapport d'activité de l'EICOM 2013).

A.4 Coûts d'investissement par niveau de réseau

Coûts d'investissement en milliards de francs par niveau de réseau jusqu'en 2035				
C & E				
	Sans Stratégie énergétique 2050	Poursuite pol. éner. actuelle	Mesures pol. du CF	Nouvelle pol. énergétique
NR 7	9,5 (9,5/0,0)	11,0 (9,5/1,5)	11,0 (9,5/1,5)	11,0 (9,5/1,5)
NR 6	2,8 (2,3/0,5)	3,9 (2,3/1,6)	3,3 (2,2/1,1)	2,8 (2,1/0,7)
NR 5	6,4 (5,8/0,6)	9,9 (5,8/4,1)	9,0 (5,7/3,3)	8,3 (5,4/2,9)
NR 4	1,4 (1,1/0,3)	2,4 (1,1/1,3)	2,1 (1,1/1,0)	1,9 (1,0/0,9)
NR 3	2,8 (2,5/0,3)	6,2 (2,5/3,7)	5,7 (2,5/3,2)	5,4 (2,4/3,0)
NR 2	1,5 (1,2/0,3)	2,3 (1,2/1,1)	2,0 (1,2/0,8)	1,9 (1,1/0,8)
NR 1	4,3 (1,7/2,6)	4,3 (1,7/2,6)	4,2 (1,7/2,5)	4,1 (1,7/2,4)
Systèmes de mes. int.	0	0,9	0,9	0,9
Budgets d'innovation	0	0,2	0,2	0,2
Total	28,7	41,1	38,5	36,7
C & D & E				
	Sans Stratégie énergétique 2050	Poursuite pol. éner. actuelle	Mesures pol. du CF	Nouvelle pol. énergétique
NR 7	9,5 (9,5/0,0)	11,2 (9,5/1,7)	11,2 (9,5/1,7)	11,2 (9,5/1,7)
NR 6	2,8 (2,3/0,5)	3,9 (2,3/1,6)	3,3 (2,2/1,1)	2,8 (2,1/0,7)
NR 5	6,4 (5,8/0,6)	10,1 (5,8/4,3)	9,3 (5,7/3,6)	8,5 (5,4/3,1)
NR 4	1,4 (1,1/0,3)	2,8 (1,1/1,7)	2,5 (1,1/1,4)	2,3 (1,0/1,3)
NR 3	2,8 (2,5/0,3)	6,8 (2,5/4,3)	6,3 (2,5/3,8)	5,9 (2,4/3,5)
NR 2	1,5 (1,2/0,3)	2,7 (1,2/1,5)	2,4 (1,2/1,2)	2,2 (1,1/1,1)
NR 1	4,3 (1,7/2,6)	4,3 (1,7/2,6)	4,2 (1,7/2,5)	4,1 (1,7/2,4)
Systèmes de mes. int.	0	0,9	0,9	0,9
Budgets d'innovation	0	0,2	0,2	0,2
Total	28,7	43,1	40,4	38,0

Tableau A.8: Coûts d'investissement par niveau de réseau [milliards de francs] jusqu'en 2035. Les valeurs entre parenthèses indiquent les montants des coûts des rénovations du réseau et des surcoûts induits par les mesures de développement découlant de l'augmentation de la charge et de la Stratégie énergétique 2050 (le premier chiffre concerne la rénovation du réseau et le deuxième les coûts de développement).

Coûts d'investissement en milliards de francs par niveau de réseau jusqu'en 2050				
C & E				
C & E	Sans Stratégie énergétique 2050	Poursuite pol. éner. actuelle	Mesures pol. du CF	Nouvelle pol. énergétique
NR 7	16,6 (16,6/0,0)	18,1 (16,6/1,5)	18,1 (16,6/1,5)	18,0 (16,6/1,5)
NR 6	4,9 (4,0/0,9)	6,5 (3,9/2,6)	5,7 (3,9/1,8)	4,7 (3,5/1,2)
NR 5	11,4 (10,2/1,2)	15,7 (10,2/5,5)	14,6 (10,2/4,4)	13,2 (9,0/4,2)
NR 4	2,5 (2,0/0,5)	4,2 (2,0/2,2)	3,7 (1,9/1,8)	3,3 (1,7/1,6)
NR 3	5,0 (4,4/0,6)	10,1 (4,4/5,7)	9,5 (4,4/5,1)	8,8 (3,9/4,9)
NR 2	2,6 (2,1/0,5)	4,1 (2,1/2,0)	3,7 (2,1/1,6)	3,4 (1,8/1,6)
NR 1	5,7 (2,9/2,8)	5,7 (2,9/2,8)	5,6 (2,9/2,7)	5,5 (2,9/2,6)
Systèmes de mes. int.	0,0	1,4	1,4	1,4
Budgets d'innovation	0,0	0,4	0,4	0,4
Total	48,6	66,0	62,5	58,5
C & D & E				
	Sans Stratégie énergétique 2050	Poursuite pol. éner. actuelle	Mesures pol. du CF	Nouvelle pol. énergétique
NR 7	16,6 (16,6/0,0)	18,8 (16,6/2,2)	18,8 (16,6/2,2)	18,5 (16,6/1,9)
NR 6	4,9 (4,0/0,9)	6,9 (4,0/2,9)	6,0 (4,0/2,0)	4,4 (3,5/0,9)
NR 5	11,4 (10,2/1,2)	16,5 (10,2/6,3)	15,4 (10,2/5,2)	13,1 (9,0/4,1)
NR 4	2,5 (2,0/0,5)	4,8 (2,0/2,8)	4,5 (2,0/2,5)	3,4 (1,7/1,7)
NR 3	5,0 (4,4/0,6)	11,0 (4,4/6,6)	10,4 (4,4/6,0)	9,1 (3,9/5,2)
NR 2	2,6 (2,1/0,5)	4,7 (2,1/2,6)	4,3 (2,1/2,2)	3,5 (1,8/1,7)
NR 1	5,7 (2,9/2,8)	5,7 (2,9/2,8)	5,6 (2,9/2,7)	5,5 (2,9/2,6)
Systèmes de mes. int.	0	1,4	1,4	1,4
Budgets d'innovation	0	0,4	0,4	0,4
Total	48,6	70,1	66,8	59,3

Tableau A.9: Coûts d'investissement par niveau de réseau [milliards de francs] jusqu'en 2050. Les valeurs entre parenthèses indiquent les montants des coûts des rénovations du réseau et des surcoûts induits par les mesures de développement découlant de l'augmentation de la charge et de la Stratégie énergétique 2050 (le premier chiffre concerne la rénovation du réseau et le deuxième les coûts de développement).

A.5 Influence du facteur de surcoût pour le câblage

Influence du facteur de surcoût [milliards de francs] dans la variante d'offre C & E					
An- née	Scénario de de- mande	Total surcoûts	Niveau de réseau	Existant	Dévelop- pement
2035	Poursuite de la poli- tique énergétique ac- tuelle	4,7	NR 7	1,13	0,02
			NR 5	1,13	0,29
			NR 3	1,19	0,94
	Mesures politiques du Conseil fédéral	4,4	NR 7	1,13	0,02
			NR 5	1,12	0,2
			NR 3	1,19	0,74
	Nouvelle politique énergétique	4,2	NR 7	1,12	0,02
			NR 5	1,12	0,13
			NR 3	1,18	0,63
2050	Poursuite de la poli- tique énergétique ac- tuelle	6,8	NR 7	1,44	0,02
			NR 5	1,48	0,44
			NR 3	1,93	1,5
	Mesures politiques du Conseil fédéral	6,4	NR 7	1,43	0,02
			NR 5	1,47	0,33
			NR 3	1,91	1,25
	Nouvelle politique énergétique	6,0	NR 7	1,43	0,02
			NR 5	1,47	0,18
			NR 3	1,91	0,99

Tableau A.10: Influence du facteur de surcoût pour le câblage dans la variante d'offre C & E pour les années 2035 et 2050.

Influence du facteur de surcoût [milliards de francs] dans la variante d'offre C & D & E					
An- née	Scénario de de- mande	Surcoûts scénario	Niveau de réseau	Existant	Dévelop- pement
2035	Poursuite de la poli- tique énergétique ac- tuelle	5,2	NR 7	1,16	0,03
			NR 5	1,16	0,34
			NR 3	1,23	1,28
	Mesures politiques du Conseil fédéral	4,9	NR 7	1,16	0,03
			NR 5	1,16	0,25
			NR 3	1,23	1,08
	Nouvelle politique énergétique	4,7	NR 7	1,13	0,03
			NR 5	1,12	0,18
			NR 3	1,19	1
2050	Poursuite de la poli- tique énergétique ac- tuelle	7,5	NR 7	1,52	0,04
			NR 5	1,56	0,51
			NR 3	2,03	1,88
	Mesures politiques du Conseil fédéral	7,2	NR 7	1,52	0,04
			NR 5	1,56	0,4
			NR 3	2,03	1,64
	Nouvelle politique énergétique	6,4	NR 7	1,42	0,02
			NR 5	1,46	0,18
			NR 3	1,89	1,39

Tableau A.11: Influence du facteur de surcoût pour le câblage en milliards de francs dans la variante d'offre C & D & E pour les années 2035 et 2050, total par niveau de réseau.

A.6 Besoin d'investissement avec Stratégie énergétique 2050 en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5

	Sans Stratégie énergétique 2050	Pours. pol. éner. act.	Measures pol. du CF	Nouvelle pol. éner.
C & E				
Réseau de transport				
Rénovation	1,7	1,7	1,7	1,7
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Réseau de distribution				
Rénovation	22,4	22,4	22,2	21,5
Influence augmentation de la charge	2,0	2,0	0,0	0,0
Impact production décentralisée	0,0	6,6	6,6	5,8
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0	3,5	3,3	3,2
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts)	0,0	0,9	0,9	0,9
Budgets d'innovation	0,0	0,2	0,2	0,2
Total	28,7	39,9	37,4	35,7
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	11,2	8,7	7,0
C & D & E				
Réseau de transport				
Rénovation	1,7	1,7	1,7	1,7
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Réseau de distribution				
Rénovation	22,4	22,4	22,2	21,5
Influence augmentation de la charge	2,0	2,0	0,0	0,0
Impact production décentralisée	0,0	8,1	8,0	6,6
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0,0	3,7	3,5	3,4
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts)	0,0	0,9	0,9	0,9
Budgets d'innovation	0,0	0,2	0,2	0,2
Total	28,7	41,6	39	36,7
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	12,9	10,3	8,0

Tableau A.12: Coûts d'investissement [milliards de francs] jusqu'en 2035 en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

	Sans Stratégie énergétique 2050	Pours. pol. éner. act.	Measures pol. du CF	Nouvelle pol. éner.
C & E				
<i>Réseau de transport</i>				
Rénovation	2,9	2,9	2,9	2,9
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
<i>Réseau de distribution</i>				
Rénovation	39,2	39,2	39,2	36,5
Influence augmentation de la charge	3,7	3,7	0,3	0,0
Influence production décentralisée	0	8,8	9,3	8,8
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0	5,0	4,7	4,5
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts)	0,0	1,3	1,3	1,3
Budgets d'innovation	0,0	0,4	0,4	0,4
Total	48,6	64,1	60,8	57,0
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	15,5	12,0	8,4
C & D & E				
<i>Réseau de transport</i>				
Rénovation	2,9	2,9	2,9	2,9
Développement – y.c. planification pluriannuelle Swissgrid (état 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
<i>Réseau de distribution</i>				
Rénovation	39,2	39,2	39,2	36,5
Influence augmentation de la charge	3,7	3,7	0,3	0,0
Influence production décentralisée	0	12,2	12,7	9,1
Impact facteur de surcoût pour le câblage	0	5,2	5,0	4,5
Systèmes de mesure intelligents (surcoûts)	0,0	1,3	1,3	1,3
Budgets d'innovation	0,0	0,4	0,4	0,4
Total	48,6	67,8	64,6	57,4
Surcoûts par rapport à la variante «sans Stratégie énergétique 2050»	-	19,2	16,0	8,8

Tableau A.13: Coûts d'investissement [milliards de francs] jusqu'en 2050 en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

A.7 Rémunérations pour l'utilisation du réseau en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5

C & E						
	2035			2050		
Type résidentiel H4	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	4280	9,90	425 (-7,4 %)	4300	9,50	407 (-11,2 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	4280	11,00	471 (+2,6%)	4300	11,06	476 (+3,6%)
Mesures politiques du Conseil fédéral	3810	12,05	459 (+0,1%)	3650	12,44	454 (-1,1%)
Nouvelle politique énergétique	3750	12,70	476 (+3,8%)	3250	14,46	470 (+2,4%)

Tableau A.14: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client résidentiel au profil de consommation H4 pour la variante d'offre C & E (valeurs 2015: 4500 kWh/a et 459 francs par an) en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & E						
Niveau de réseau 7	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client résidentiel H4						
Rénovation réseau de distribution	8,45	9,48	10,02	7,93	9,20	10,77
Rénovation réseau de transport	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Besoin de développement réseau de transport	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Influence augmentation de la charge	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Influence production décentralisée	0,87	1,03	1,14	1,23	1,48	1,87
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,31	0,33	0,34	0,43	0,47	0,53
Systèmes de mesure intelligents	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Budgets d'innovation	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Total	11,00	12,05	12,70	11,06	12,44	14,46

Tableau A.15: Parts des facteurs d'influence aux rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client résidentiel au profil de raccordement H4 dans la variante d'offre C & E et en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & E						
	2035			2050		
Type commercial C5	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	499 280	5,80	28 763 (-0,8)	494 236	5,64	27 688 (-4,5 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	499 280	6,64	32 262 (+11,3)	494 236	6,70	33 109 (+14,2%)
Mesures politiques du Conseil fédéral	412 824	6,77	27 931 (-3,7%)	386 888	7,10	27 481 (-5,2%)
Nouvelle politique énergétique	385 447	6,91	26 644 (-8,1%)	327 810	7,61	24 949 (-14,0)

Tableau A.16: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client commercial au profil de consommation C5 pour la variante d'offre C & E (valeurs 2015: 500 000 kWh par an et 29 000 francs par an) en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & E						
Niveau de réseau 5	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client résidentiel H4						
Rénovation réseau de distribution	3,99	4,32	4,39	3,64	4,03	4,25
Rénovation réseau de transport	0,78	0,85	0,88	0,72	0,79	0,88
Besoin de développement réseau de transport	0,26	0,27	0,27	0,25	0,28	0,29
Influence augmentation de la charge	0,28	0,04	0,00	0,42	0,13	0,00
Influence production décentralisée	0,79	0,92	1,00	1,18	1,38	1,66
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,28	0,28	0,28	0,41	0,42	0,43
Systèmes de mesure intelligents	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Budgets d'innovation	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Total	6,46	6,77	6,91	6,70	7,10	7,61

Tableau A.17: Parts des facteurs d'influence sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client commercial au profil de raccordement C5 dans la variante d'offre C & E et en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & D & E						
	2035			2050		
Type résidentiel H4	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	4280	9,90	425 (-7,4 %)	4300	9,50	407 (-11,2 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	4280	11,40	488 (+6,3%)	4300	11,48	494 (+7,5%)
Mesures politiques du Conseil fédéral	3810	12,50	476 (+3,8%)	3650	12,92	472 (+2,7%)
Nouvelle politique énergétique	3750	13,07	490 (+6,8%)	3250	14,46	470 (+2,4%)

Tableau A.18: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client résidentiel au profil de consommation H4 pour la variante d'offre C & D & E (valeurs 2015: 4500 kWh par an et 459 francs par an) en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & D & E						
Niveau de réseau 7	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client résidentiel H4						
Rénovation réseau de distribution	8,47	9,49	10,04	7,95	9,21	10,77
Rénovation réseau de transport	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Besoin de développement réseau de transport	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Influence augmentation de la charge	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Influence production décentralisée	1,23	1,43	1,47	1,61	1,92	1,87
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,33	0,36	0,36	0,45	0,49	0,53
Systèmes de mesure intelligents	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Budgets d'innovation	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Total	11,40	12,50	13,07	11,48	12,92	14,46

Tableau A.19: Parts des facteurs d'influence sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client résidentiel au profil de raccordement H4 dans la variante d'offre C & D & E et en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & D & E						
	2035			2050		
Type commercial C5	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)	Consommation en kWh/a	Rémun. util. rés. en cent./kWh	Coûts du réseau en CHF/a (delta 2015 en %)
Sans Stratégie énergétique 2050	499 280	5,80	28 763 (-0,8)	494 236	5,60	27 688 (-4,5 %)
Poursuite de la politique énergétique actuelle	499 280	6,72	33 561 (+15,7%)	494 236	6,96	34 404 (+18,6%)
Mesures politiques du Conseil fédéral	412 824	7,06	29 130 (+0,5%)	386 888	7,40	28 636 (-1,3%)
Nouvelle politique énergétique	385 447	7,15	27 556 (-5,0%)	327 810	7,61	24 956 (-13,9)

Tableau A.20: Evolution des consommations annuelles et des coûts annuels du réseau pour un client commercial au profil de consommation C5 pour la variante d'offre C & D & E (valeurs 2015: 500 000 kWh par an et 29 000 francs par an) en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

C & D & E						
Niveau de réseau 5	2035			2050		
	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
Client résidentiel H4						
Rénovation réseau de distribution	3,93	4,25	4,34	3,6	3,97	4,25
Rénovation réseau de transport	0,76	0,83	0,87	0,71	0,78	0,88
Besoin de développement réseau de transport	0,26	0,27	0,27	0,25	0,27	0,29
Influence augmentation de la charge	0,28	0,04	0,00	0,42	0,12	0,00
Influence production décentralisée	1,11	1,26	1,28	1,49	1,72	1,66
Influence facteur de surcoût pour le câblage	0,31	0,31	0,30	0,43	0,44	0,43
Systèmes de mesure intelligents	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Budgets d'innovation	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Total	6,72	7,06	7,15	6,96	7,40	7,61

Tableau A.21: Parts des facteurs d'influence aux rémunérations pour l'utilisation du réseau en centimes/kWh pour un client commercial au profil de raccordement C5 dans la variante d'offre C & D & E et en cas de facteur de surcoût pour le câblage de 1,5.

A.8 Annuités avec Stratégie énergétique 2050 y compris coûts du facteur de surcoût pour le câblage

	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
C & E			
2035			
Annuité total facteurs d'influence	48,1	46,5	45,5
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	8,05	7,87	7,73
2050			
Annuité total facteurs d'influence	52,7	50,7	48,2
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	4,54	4,81	5,99
C & D & E			
2035			
Annuité total facteurs d'influence	50,0	48,5	46,9
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	13,07	12,46	9,13
2050			
Annuité total facteurs d'influence	54,9	52,9	48,2
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	9,33	9,15	9,72

Tableau A.22: Annuités [100 millions de francs] – parts des coûts du facteur de surcoût pour le câblage en cas de facteur de 3,0.

	Poursuite de la politique énergétique actuelle	Mesures politiques du Conseil fédéral	Nouvelle politique énergétique
C & E			
2035			
Annuité total facteurs d'influence	41,7	40,2	39,2
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	1,65	1,53	1,47
2050			
Annuité total facteurs d'influence	46,0	44,1	41,7
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	2,50	2,36	2,20
C & D & E			
2035			
Annuité total facteurs d'influence	43,6	42,1	40,7
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	1,78	1,68	1,58
2050			
Annuité total facteurs d'influence	48,2	46,2	41,7
Annuité facteur de surcoût pour le câblage	2,64	2,51	2,21

Tableau A.23: Annuités [100 millions de francs] – parts des coûts du facteur de surcoût pour le câblage en cas de facteur de 1.