

Spotlight

Réseaux de distribution

Une forte acceptation rend le développement du réseau moins cher

Association des entreprises électriques suisses AES
Août 2024

2050
Energiezukunft

Introduction

D'ici à 2050, la Suisse entend réduire ses émissions de CO₂ de manière à atteindre l'objectif «zéro émission nette». Un tel objectif implique une transformation radicale de l'approvisionnement énergétique. Il s'agit de remplacer les énergies fossiles néfastes pour le climat par l'électricité dans les secteurs de la circulation routière, de la production de chaleur et de l'industrie. La demande d'électricité va donc fortement augmenter. L'étude scientifique «Avenir énergétique 2050» (AE 2050), publiée par l'AES en collaboration avec l'Empa en décembre 2022, montre le visage possible d'un futur système énergétique permettant de garantir l'approvisionnement énergétique tout en respectant la neutralité climatique.

L'étude AE 2050 s'articule autour de plusieurs thèmes principaux appelés «Spotlights». Ils traitent différents sujets de manière approfondie. Le présent Spotlight sur les réseaux de distribution calcule les besoins de transformation et de développement des réseaux de distribution dans le contexte de l'étude AE 2050. Le modèle de calcul a été élaboré en collaboration avec l'EPF de Zurich et repose sur des données de réseau réelles, ce qui distingue cette étude d'autres analyses utilisant des modèles de réseau synthétiques. En raison de la complexité du traitement des données de réseau réelles, le Spotlight «Réseaux de distribution» a été dissocié de l'étude principale et réalisé après la publication de l'étude AE 2050.

Deux dimensions définissent les scénarios de l'étude AE 2050 et conduisent, selon leur importance, à différentes trajectoires de développement du côté de la production et des consommateurs: (1) le niveau d'acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques dans le pays (développement défensif contre offensif) et (2) les relations politiques avec l'Europe en matière d'énergie (Suisse isolée contre intégrée). Afin d'assurer la cohérence avec l'étude principale, le Spotlight «Réseaux de distribution» a été élaboré sur la base des hypothèses, des scénarios et des résultats de l'étude AE 2050.

Depuis décembre 2022, le cadre régulatoire a fortement évolué en Suisse (Solarexpress, Windexpress, adoption de la loi pour l'électricité, projets de loi pour l'accélération des procédures, etc.). Les hypothèses de l'étude AE 2050, sur lesquelles se base Spotlight «Réseaux de distribution», sont en partie dépassées en raison des changements de réglementation et des évolutions politiques effectives et attendues, notamment en ce qui concerne les objectifs de développement des énergies renouvelables (cf. augmentation des valeurs cibles pour le développement des énergies renouvelables d'ici 2035 et 2050 dans la loi pour l'électricité). **L'interprétation du Spotlight «Réseaux de distribution» doit tenir compte du fait que les évolutions réglementaires et politiques après l'automne 2022 n'ont pas ou pas suffisamment été modélisées dans l'étude AE 2050. Alors que les conclusions qualitatives de Spotlight «Réseaux de distribution» restent valables et apportent une grande valeur ajoutée grâce à la modélisation de réseaux de distribution réels, les coûts concrets d'extension du réseau doivent être interprétés en tenant compte de l'évolution des conditions générales depuis l'automne 2022.**

L'AES prévoit une mise à jour de l'AE 2050. Le modèle doit prendre en compte la réglementation actuelle (en particulier les dispositions et les objectifs de la loi pour l'électricité) et les questions actuelles de politique énergétique afin de fournir une base scientifique actualisée pour les orientations futures. Outre la mise à jour des trajectoires de développement de la production et de l'évolution de la consommation, le développement des réseaux de distribution fera également l'objet de la mise à jour de l'AE 2050, qui devrait être disponible début 2025.

Résumé

L'étude «Avenir énergétique 2050» ainsi que le Spotlight «Réseaux de distribution» qui l'accompagne ne laissent pas planer le moindre doute: **Plus l'augmentation de la production d'électricité domestique pourra être diversifiée, portée par une acceptation élevée de nouvelles infrastructures énergétiques, et plus la collaboration entre la Suisse et l'UE sera étroite dans le domaine de l'énergie, plus le système énergétique sera résilient et rentable en 2050.**

Le Spotlight «Réseaux de distribution» montre que la transformation et l'extension de ces derniers sont indispensables pour pouvoir absorber et distribuer la production croissante d'électricité (principalement décentralisée) et permettre l'électrification de la demande (mobilité, chaleur).

L'extension et la modernisation de l'infrastructure de réseau doivent suivre le rythme de l'augmentation de la production domestique. Les nouvelles installations de production doivent donc être systématiquement planifiées et approuvées de concert avec les extensions et les renforcements de réseau nécessaires.

L'étendue des besoins de transformation et d'extension du réseau est fortement liée aux réseaux locaux actuels ainsi qu'aux conditions/défis sur place. Chaque réseau de distribution a une situation de départ unique, des évolutions futures différentes en termes de production et de consommation et doit répondre à des exigences spécifiques.

Les résultats extrapolés à l'ensemble de la Suisse montrent que:

- **le scénario «offensif-intégrée»**, caractérisé par un haut niveau d'acceptation des nouvelles infrastructures énergétiques et une collaboration étroite avec l'UE dans le domaine de l'énergie, **présente globalement le système énergétique le moins cher** et le plus résilient **en 2050; coûts d'extension du réseau compris**. Cela signifie que la transition du système énergétique nécessite certes de gros investissements ces prochaines années, notamment dans l'extension des réseaux de distribution, **mais que le système énergétique global ne coûtera pas plus cher**;
- **les coûts d'extension du réseau sont deux fois supérieurs dans les scénarios défensifs avec une faible acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques**, car l'augmentation de la production d'électricité est moins diversifiée. Les systèmes photovoltaïques décentralisés installés sur des infrastructures telles que les toits et les façades joueront un rôle crucial dans la sécurité de l'approvisionnement électrique futur. La décentralisation de la production d'électricité a un impact évident sur les réseaux, car ceux qui existent aujourd'hui ont été construits dans des conditions différentes. Une transformation et un développement des réseaux sont inévitables;
- **des mesures** au niveau de la production et du côté de la demande **permettent de réduire de façon substantielle les coûts d'extension du réseau**. Une limitation d'injection réseau par les installations PV (*peak shaving*) à 70 % peut ainsi réduire les coûts jusqu'à 30 %;
- **les coûts d'extension concernent essentiellement les réseaux basse tension**, c'est-à-dire le niveau de réseau le plus bas. C'est à ce niveau que sont raccordées les installations PV sur les toits et les façades ainsi que les véhicules électriques et les pompes à chaleur.

Détail des résultats

1. Une acceptation élevée de la transformation / l'extension des infrastructures énergétiques et une coopération étroite avec l'UE offrent le système énergétique le plus résilient et le moins coûteux; coûts d'extension des réseaux de distribution compris.

Avec une acceptation élevée du développement diversifié de nouvelles infrastructures énergétiques et une collaboration étroite avec l'UE dans le domaine de l'énergie, le système énergétique instauré sera non seulement le plus sûr et le plus résilient, mais aussi moins coûteux que le système actuel. Il s'agit d'un constat central de l'étude AE 2050, qui reste valable même après intégration systématique des coûts d'extension du réseau. Conclusion: le scénario «offensif-intégrée» (OFF-INT) est celui qui crée les meilleures conditions pour assurer la sécurité d'approvisionnement et atteindre les objectifs climatiques à raison d'un moindre coût total. Certes, la transition entraînera des coûts d'investissement élevés au cours des prochaines décennies, mais à long terme, les coûts du système ne seront pas plus élevés, mais plus bas, si les bons jalons sont posés dès maintenant.

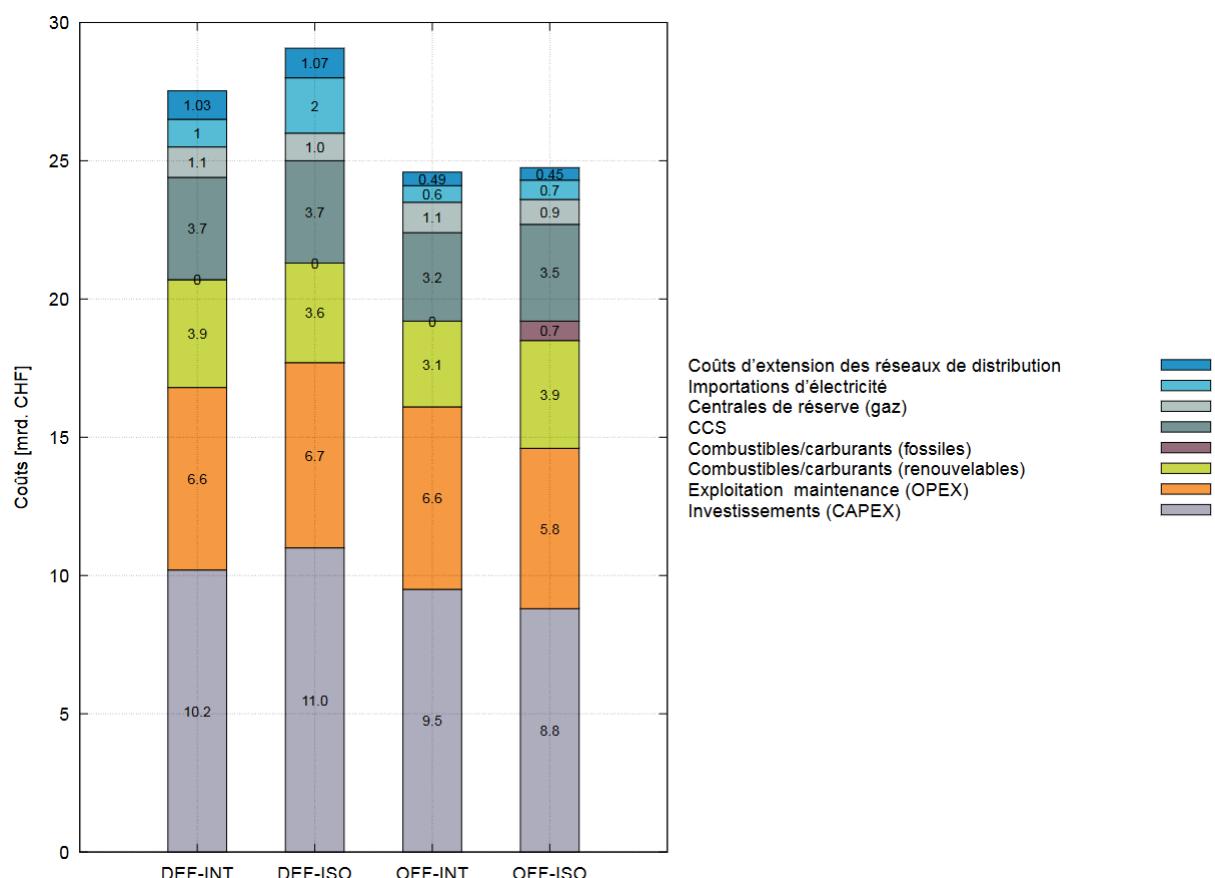


Figure 1: Coûts annuels du système énergétique global en 2050 selon l'étude AE 2050, extension des réseaux de distribution comprise

A contrario, dans le scénario prévoyant un système énergétique caractérisé par une faible acceptation du développement de nouvelles infrastructures énergétiques et par l'absence d'une collaboration étroite avec l'UE, atteindre la sécurité d'approvisionnement et la neutralité climatique d'ici 2050 implique des coûts nettement plus élevés. Les coûts de ce scénario «défensif-isolée» (DEF-ISO) sont comparables à ceux générés par le système énergétique actuel. La figure 1 montre le coût total annuel en 2050 pour les scénarios présentés dans l'étude AE 2050, coûts d'extension du réseau compris.

2. Une faible acceptation des nouvelles infrastructures énergétiques a pour effet de doubler les coûts d'extension du réseau.

L'acceptation constitue une dimension déterminante pour le montant des coûts annuels de transformation et d'extension du réseau de distribution. Les scénarios défensifs (faible acceptation = pas de développement diversifié de la production d'électricité) s'accompagnent de coûts d'extension du réseau deux fois supérieurs à ceux des scénarios offensifs (acceptation élevée = développement diversifié de la production d'électricité). Cela s'explique par un développement fortement décentralisé du PV (cf. point 3).

Comme le montre la figure 2, dans les scénarios défensifs, les coûts de transformation et d'extension du réseau atteignent jusqu'à 1,1 milliard de francs en 2050, contre à peine 0,5 milliard de francs dans le scénario offensif-intégré.

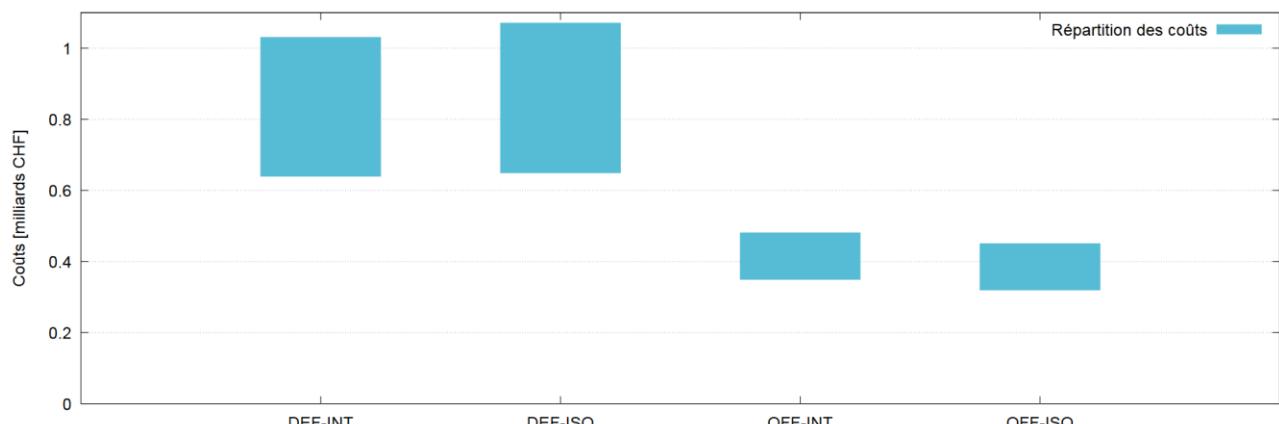


Figure 2: Répartition des coûts annuels d'extension du réseau en 2050 pour les scénarios de réseau de distribution sélectionnés

3. Les coûts d'extension du réseau sont entre autres générés par le développement décentralisé du PV, notamment dans les scénarios caractérisés par une faible acceptation des nouvelles infrastructures énergétiques.

La décentralisation a un impact majeur sur la topologie du réseau. Dans le futur système énergétique, le photovoltaïque joue un rôle central. Tous les scénarios de l'étude AE 2050 prévoient un développement du PV décentralisé et majeur sur les infrastructures existantes. En termes de volume, ce développement est particulièrement marqué dans les scénarios défensifs, où une augmentation diversifiée de la production d'électricité domestique est mal acceptée. À titre de comparaison, le développement du PV représente

environ 29 TWh dans le scénario DÉF-ISO et 18 TWh dans le scénario OFF-INT (16 TWh sur des infrastructures existantes, 2 TWh dans les régions alpines).¹ Dans ces scénarios, la mise en place de grandes centrales, comme des parcs éoliens, des centrales hydrauliques et des installations PV au sol dans les régions alpines, est limitée. En revanche, dans les scénarios offensifs, le développement est diversifié: ce modèle nécessite donc moins d'installations PV sur des infrastructures existantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement et la neutralité climatique.

Le développement décentralisé du PV est le facteur déterminant des coûts d'extension du réseau. Plus le développement du PV sera décentralisé, plus la transformation et l'extension du réseau de distribution seront coûteuses (cf. fig. 3). La production d'électricité par les installations PV est simultanée, en fonction des conditions météorologiques, et, en l'absence de contre-mesures appropriées (comme le *peak shaving*) génère une charge élevée sur le réseau. L'influence de la consommation (électromobilité, pompes à chaleur) sur la transformation et le développement du réseau de distribution est moins importante que celle du développement décentralisé du PV, compte tenu d'une moindre simultanéité. Par conséquent, dans les scénarios défensifs, les coûts de transformation et d'extension du réseau sont deux fois supérieurs à ceux présentés par les scénarios offensifs. Dans de nombreuses zones de desserte étudiées, la quantité d'énergie refoulée dans le niveau de réseau supérieur est plus importante que l'énergie injectée en cas de charge maximale.

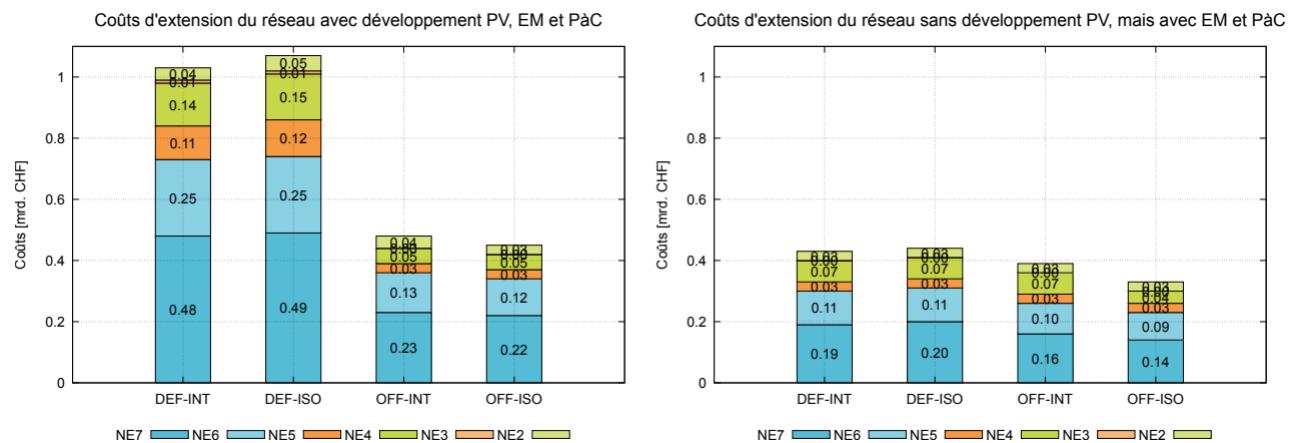


Figure 3: Comparaison des coûts annuels d'extension du réseau en 2050 avec et sans PV et compte tenu de l'électrification de la demande (électromobilité, pompes à chaleur).

4. Les réseaux basse tension présentent de loin les besoins de transformation et d'extension les plus importants, les installations PV sur les infrastructures existantes y étant raccordées.

La figure 3 (gauche) montre que les principaux besoins de transformation et d'extension et, partant, les coûts d'extension les plus élevés concernent les réseaux basse tension (NR 6 et NR 7). Le constat

¹ Les coûts d'extension du réseau sont étroitement liés au développement décentralisé du PV: plus le PV décentralisé est développé, plus les coûts d'extension du réseau sont élevés. Par rapport aux scénarios présentés dans l'étude AE 2050, la Confédération table sur un développement plus décentralisé du PV. La loi pour l'électricité (Mantelerlass) définit également des objectifs de développement décentralisé du PV plus ambitieux que les prévisions de l'étude AE 2050. Dans un souci de cohérence avec l'étude principale AE 2050, qui examine le système énergétique global tous secteurs confondus ainsi que l'évolution dans les pays voisins, le Spotlight «Réseaux de distribution» se base sur les scénarios de développement du PV comparativement faibles de celle-ci. Les coûts d'extension des réseaux de distribution doivent être interprétés dans ce contexte.

s'applique aussi bien aux scénarios défensifs qu'offensifs, les premiers présentant des besoins et des coûts d'extension deux fois supérieurs. Cela s'explique par le fait que les installations PV décentralisées ainsi que les véhicules électriques et les pompes à chaleur sont principalement raccordés aux réseaux basse tension. Sur l'ensemble des coûts d'extension annuels en 2050, 70 % sont imputables aux réseaux basse tension, près de 20 % aux réseaux moyenne tension (NR 5 et NR 4) et environ 10 % aux réseaux haute tension (NR 3 et NR 2).

5. Les coûts d'extension du réseau peuvent être réduits de façon significative, la limitation d'injection réseau par les installations PV étant la mesure la plus efficace.

La limitation d'injection réseau par les installations PV réduit les coûts de transformation et d'extension jusqu'à 30 %.

Comme indiqué, le principal moteur de la transformation et de l'extension des réseaux de distribution est la forte croissance du PV décentralisé sur infrastructures existantes. Une limitation d'injection réseau par les installations PV (*peak shaving*)² permet de réduire les coûts d'extension du réseau de façon significative (cf. fig. 4). Une limitation à 70 % permettrait ainsi de réduire les coûts d'extension du réseau pouvant aller jusqu'à 30 % (ligne verte). L'effet est particulièrement marqué dans les réseaux basse tension, auxquels les installations PV décentralisées sont raccordées, ainsi que dans les scénarios défensifs, qui prévoient un développement massif de ces installations.

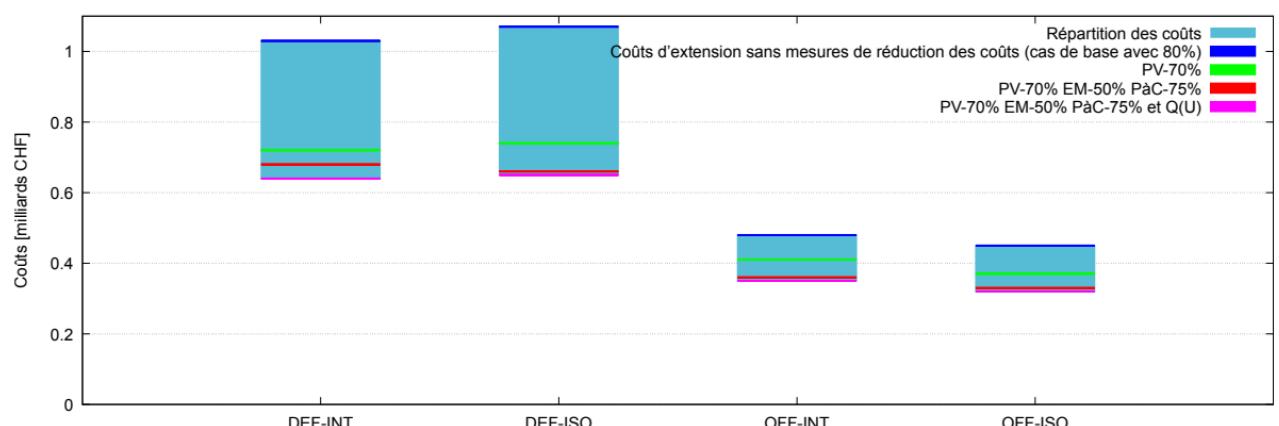


Figure 4: Répartition des coûts annuels d'extension du réseau en 2050 pour les scénarios de réseau de distribution sélectionnés sans et avec des mesures d'atténuation des coûts

² La consommation propre n'est pas affectée par la limitation d'injection réseau par les installations PV, dans la mesure où celle-ci n'intervient qu'au niveau de l'injection. L'électricité produite par les installations PV propres peut être en permanence utilisée entièrement aux fins de la consommation propre. Dans l'ensemble, grâce à la régulation des installations (*peak shaving*), seules de très faibles pertes d'énergie (qui ne concernent pas le précieux courant d'hiver) sont enregistrées: une limitation d'injection réseau par les installations PV à 70 % entraîne ainsi une perte de courant d'environ 3 %. La limitation d'injection intervient lorsque le courant disponible est excédentaire (offre supérieure à la demande). La limitation d'injection dans le réseau sera probablement introduite par la loi pour l'électricité, le 1^{er} janvier 2025. L'ordonnance connexe définira les modalités précises d'une telle limitation.

La réduction des pics de charge des véhicules électriques et des pompes à chaleur réduit jusqu'à 25 % les coûts d'extension du réseau.

Dans les scénarios défensifs notamment, le fort développement du PV décentralisé est un facteur important des coûts d'extension du réseau. Dans ces scénarios, la limitation de la demande (électromobilité, pompes à chaleur) atténue donc les coûts de façon négligeable. Le constat est différent dans les scénarios offensifs, qui prévoient une extension du réseau moins vaste en raison du développement du PV décentralisé relativement moindre. Par conséquent, l'effet de la limitation de la demande (réduction des pics de charge) sur l'atténuation des coûts est particulièrement important dans les scénarios offensifs. Les calculs montrent qu'une gestion intelligente des véhicules électriques et des pompes à chaleur permet de réduire jusqu'à 25 % les coûts d'extension du réseau (cf. fig. 4).³

L'optimisation du maintien de la tension sur le réseau est source de flexibilité, ce qui permet d'atténuer les coûts.

Une tension trop élevée sur les réseaux génère des coûts. Le soutien de la puissance réactive, appelé régulation de la puissance réactive en fonction de la tension Q(U), contribue au maintien de la tension et donne davantage de flexibilité en cas d'utilisation ciblée. Un soutien de la puissance réactive des installations décentralisées avec convertisseurs peut permettre de réduire jusqu'à 20 % les coûts d'extension des réseaux basse tension (cf. fig. 4). Ce constat est valable pour toutes les zones de desserte examinées. Les transformateurs réglables de réseau local (RONT) peuvent eux aussi atténuer les coûts, mais l'effet varie selon les zones de desserte. Selon les conditions régionales, les coûts d'extension du réseau peuvent ainsi être réduits jusqu'à 25 %.

³ L'optimisation de la consommation propre et les systèmes de gestion intelligents dans les bâtiments ne font pas partie du champ de la présente étude.

Trois conditions pour un approvisionnement sûr en électricité et atteindre les objectifs énergétiques et climatiques

Actuellement, la Suisse se dirige vers le scénario le plus incertain et le plus cher de l'étude «Avenir énergétique 2050». Certes, près de 70 % de la population a accepté la loi pour l'électricité et s'est ainsi clairement prononcée en faveur du développement des énergies renouvelables dans le pays. Mais l'avenir nous dira si le développement pourra effectivement se faire au volume et au rythme nécessaires. D'une part, on constate que l'acceptation pour les projets d'extension concrets fait souvent défaut. L'opposition aux parcs éoliens et à l'élévation des barrages, mais aussi aux installations solaires alpines (p. ex. Grengiols-Solar) montre comment les intérêts particuliers freinent la transition énergétique. Cette posture de blocage met sérieusement en danger l'approvisionnement énergétique de la Suisse. De plus, l'absence persistante d'accord avec l'UE dans le domaine de l'énergie augmente les risques d'approvisionnement, l'instabilité du réseau et les coûts supplémentaires.

Un approvisionnement en électricité sûr et abordable est le fondement de notre qualité de vie élevée et de notre prospérité. Du point de vue de l'AES, **trois conditions** sont déterminantes pour garantir l'approvisionnement en électricité au cours des prochaines décennies et pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques.

Condition I: plus d'ouverture

L'étude AE 2050 ne laisse planer aucun doute: plus l'augmentation de la production d'électricité domestique pourra être diversifiée, portée par une acceptation élevée de nouvelles infrastructures énergétiques, et plus la collaboration entre la Suisse et l'UE sera étroite dans le domaine de l'énergie, plus le système énergétique sera résilient et rentable en 2050. Ces facteurs entraînent également des coûts annuels de transformation et d'extension du réseau de distribution moins élevés en 2050. **Une plus grande ouverture à l'égard des infrastructures utilisant des énergies renouvelables et de la collaboration avec l'UE dans le domaine de l'énergie serait très bénéfique pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Elle permettrait de franchir des étapes décisives pour la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques.**

Concrètement, une plus grande ouverture signifie:

- respecter la décision populaire du 9 juin 2024, favoriser l'acceptation pour la réalisation de projets concrets dans l'infrastructure énergétique et mettre en œuvre la loi sur l'électricité de manière rapide et pragmatique;
- accélérer les procédures d'autorisation pour les installations de production et les réseaux à tous les niveaux (adopter les projets de loi pour l'accélération des procédures);
- améliorations de la législation sur l'aménagement du territoire: L'infrastructure énergétique (installations de production et réseaux) doit être soumise à autorisation et son implantation imposée par la destination;
- conclure un accord sur l'électricité avec l'UE pour une sécurité juridique et d'approvisionnement accrue et une meilleure contribution.

Condition II: levée des obstacles d'ordre régulatoire à la transformation et au développement des réseaux

L'électrification de la demande et la décentralisation de la production rendent la transformation et l'extension des réseaux de distribution indispensables et urgentes. Les réseaux de distribution sont mis à contribution pour permettre la transition souhaitée du système énergétique. Le présent Spotlight le prouve. **L'extension nécessaire du réseau doit se faire à la même vitesse que le développement de la production**, sans quoi l'électricité ne pourra pas être évacuée et distribuée. **La réglementation doit rapidement garantir la transformation et l'extension des réseaux en temps opportun**. Les bases légales doivent:

- établir une base de planification stable;
- garantir des procédures accélérées et rationalisées;
- tenir compte de tous les niveaux de réseau; et
- assurer la sécurité d'investissement.

Les projets d'accélération des procédures pour le réseau de la Confédération⁴ doivent tenir compte de ces points et être mis en œuvre rapidement, comme le projet de loi pour l'accélération des procédures pour les installations de production. L'aménagement du territoire doit également impérativement tenir compte de la transformation et de l'extension requises à tous les niveaux de réseau. Les flexibilités peuvent limiter la transformation et l'extension des réseaux de distribution, mais la réalisation de nouvelles lignes, câbles et transformateurs est indispensable et nécessite de l'espace et de la surface. De plus, le capital doit être disponible pour garantir les investissements nécessaires au développement des réseaux. **Des conditions de planification et de financement stables sont essentielles à cet égard. Le taux d'intérêt du capital investi dans les réseaux et les installations de production ne doit pas être revu à la baisse pour des raisons purement politiques. Une adaptation de la méthodologie WACC serait en contradiction avec les objectifs de la loi pour l'électricité et doit donc être rejetée.**

Condition III: mise en œuvre systématique de mesures de réduction des coûts sans compromettre la stabilité et la sécurité du réseau

La stabilité et la sécurité du réseau sont la règle suprême. L'état d'exploitation et de planification actuel du réseau doit être maintenu. Les redondances augmentent la disponibilité, stabilisent le réseau et renforcent la sécurité d'approvisionnement. **Les leviers sur les coûts de transformation et d'extension des réseaux de distribution sans impact négatif sur la stabilité et la sécurité du réseau doivent être actionnés de manière systématique et les conditions régulatoires doivent aussi être créées à cet effet:**

- la limitation d'injection réseau par les installations PV (*peak shaving*) est le levier le plus efficace en termes de réduction des coûts. Cela est crucial en été, lorsque la production photovoltaïque est particulièrement importante. La loi pour l'électricité pose les bases du *peak shaving*. Les ordonnances doivent garantir une marge de manœuvre suffisante;

⁴ Le Conseil fédéral a entamé la consultation relative à la révision de la loi sur les installations électriques le 26 juillet 2024. Ce dernier prévoit différentes mesures d'accélération pour le réseau de transport (NR 1). Parallèlement à cette consultation, le DETEC examine les adaptations possibles au niveau de l'ordonnance, qui peuvent également contribuer à accélérer les procédures à tous les niveaux de réseau. Un projet de consultation sera soumis au Conseil fédéral vers la fin 2024. Source: [Le Conseil fédéral souhaite continuer à accélérer le développement des réseaux électriques \(admin.ch\)](#)

- pour limiter les pics de la demande, une marge de manœuvre tarifaire est nécessaire afin de créer des incitations à des comportements permettant des économies pour le réseau;
- toutes les mesures qui permettent aux consommatrices finales et consommateurs finaux d'optimiser leur propre consommation sont les bienvenues. Plus ces dernières sont gérées intelligemment, plus la charge du réseau est faible.
- Les possibilités techniques de maintien de la tension visant à atténuer les coûts de transformation et d'extension des réseaux de distribution doivent être mises en œuvre de manière systématique.

À propos de Spotlight

Contexte

La Suisse s'est notamment fixé pour objectif de décarboner l'approvisionnement énergétique. Pour cela, ses émissions de CO₂ doivent être réduites de manière à atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici à 2050. Par ailleurs, en raison de la sortie du nucléaire décidée par la population, les quatre centrales nucléaires existantes doivent être progressivement fermées. Les répercussions de cette décision sur le système énergétique, la production, la consommation et les réseaux sont considérables et entraînent une transformation radicale du système énergétique. (1) La demande d'électricité va augmenter, car pour atteindre la neutralité climatique, l'électrification de secteurs tels que la mobilité, le chauffage/refroidissement et l'industrie est indispensable. (2) Une substitution totale de l'énergie nucléaire par des énergies renouvelables est prévue.

Au total, il en résultera une pénurie d'électricité d'au moins 37 TWh selon l'étude de l'AES AE 2050, menée en collaboration avec l'Empa. Cette étude, publiée en décembre 2022, montre la voie à suivre pour permettre à la Suisse d'atteindre ses objectifs énergétiques et climatiques. Chacun des quatre scénarios analysés garantit la sécurité d'approvisionnement et la neutralité climatique en 2050, avec des optimisations basées sur des critères économiques. Deux dimensions définissent les scénarios envisagés et conduisent, selon leur importance, à différentes trajectoires d'évolution de la production et de la consommation: (1) le niveau d'acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques dans le pays (développement défensif contre offensif) et (2) les relations politiques avec l'Europe en matière d'énergie (Suisse isolée contre intégrée).

L'étude AE 2050 montre le visage possible de la production et de la consommation en 2050 et calcule les coûts de système pour les scénarios examinés. Dans l'analyse des coûts qu'elle fournit, l'ensemble des coûts de système des réseaux électriques existants est pris en compte (investissements, exploitation, entretien). Il manque toutefois les coûts de transformation et d'extension des réseaux de distribution.

Le présent Spotlight sur les réseaux de distribution comble cette lacune. Il s'inscrit dans l'étude AE 2050, dont il constitue un élément majeur. Il a été mené en collaboration avec l'EPFZ et publié à l'été 2024. Il montre, sur la base des hypothèses et scénarios d'économie énergétique présentés par l'étude principale AE 2050 (qui est en partie dépassée par la réglementation et les développements politiques, voir l'introduction), les effets du futur système énergétique sur la transformation et l'extension ainsi que sur les coûts du réseau de distribution.⁵

Le développement des réseaux de distribution est impératif

L'AES souligne depuis de nombreuses années l'importance des réseaux de distribution pour l'avenir énergétique et climatique. Ces infrastructures réunissent trois aspects, à savoir la production, la consommation et le stockage. Seuls des réseaux performants permettent d'assurer un approvisionnement énergétique fiable des centrales aux consommateurs finaux. Les réseaux doivent être en mesure de faire face aux grands défis que poseront les changements fondamentaux du système énergétique, tant côté production que côté consommation: demande croissante d'électricité, production majoritairement

⁵ Le réseau de transport de Swissgrid n'est pas analysé dans le cadre de la présente étude. Concernant les coûts et les besoins d'extension du réseau de transport (NR 1), nous renvoyons vers le document «Réseau stratégique 2025 ou 2040» de Swissgrid. [Réseau stratégique \(swissgrid.ch\)](http://swissgrid.ch)

décentralisée, développement massif de la production d'énergie renouvelable, consommateurs puissants comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur, etc. Des quantités colossales d'électricité devront être injectées et prélevées de manière décentralisée à l'avenir.

Or, les réseaux de distribution ont été conçus dans un contexte très différent. S'ils ne sont pas adaptés à ces futures exigences, la transformation du système énergétique sera un échec. La majeure partie des nouvelles installations de production et des groupes de consommateurs sont en effet raccordés aux niveaux de réseau inférieurs.⁶ Les installations PV sur toitures et en façade, les bornes de recharge de véhicules électriques ainsi que les pompes à chaleur sont raccordées au réseau basse tension. Les éoliennes, les installations PV au sol et les centrales au fil de l'eau sont raccordées au réseau moyenne ou haute tension.

Des calculs réalistes grâce à des données issues de réseaux de distribution réels

Les modélisations de ce Spotlight reposent sur des réseaux réels. Il s'agit d'une différence fondamentale par rapport à la plupart des analyses de réseaux électriques connues, dont les calculs sont basés sur des réseaux synthétiques. Sept zones de dessertes présentant diverses caractéristiques (zones urbaines et rurales, différents profils de production et de consommation) ont servi de base de données pour l'analyse des niveaux moyenne et basse tension. L'analyse du niveau haute tension repose sur les données réelles d'un réseau haute tension. Cette couverture des zones de desserte suisses permet une extrapolation réaliste de l'étendue des besoins d'extension à l'échelle nationale et des coûts correspondants.

Les résultats extrapolés à l'échelle de la Suisse s'entendent comme des valeurs moyennes. Il n'existe pas de réseau de distribution unique, réparti de façon linéaire et uniforme sur l'ensemble du territoire, de la même façon que la production d'énergie solaire n'est pas uniforme dans le pays. Chaque réseau présente un contexte de départ différent et doit répondre à des exigences différentes (en termes de production et de consommation). Les besoins et les coûts de transformation et d'extension peuvent donc varier considérablement d'une zone de desserte à l'autre. Les analyses individuelles menées dans les zones de desserte considérées mettent en évidence cette hétérogénéité. Il en va de même pour l'efficacité des mesures visant à faire baisser les coûts: le levier le plus efficace dans l'étude n'est pas forcément le même pour chaque réseau de distribution.

Discussion: le Spotlight de l'AES dans le contexte d'autres analyses de réseaux de distribution

Dans le rapport d'étude de l'EPFZ concernant le Spotlight «Réseaux de distribution», les résultats sont classés par rapport à d'autres études sur les réseaux de distribution. Les hypothèses principales et les résultats des différentes études sont ainsi comparés et présentés. L'étude de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), par exemple, conclut à des coûts nettement plus élevés pour la transformation et l'extension des réseaux de distribution (environ un facteur 3). Cela peut être imputable à différentes raisons; nous citerons ici les trois principales:

- les méthodes de modélisation sont fondamentalement différentes: l'OFEN/Consentec utilise des réseaux de synthèse, tandis que le Spotlight de l'AES s'appuie sur des réseaux réels;

⁶ Le réseau de distribution comprend tous les niveaux de réseau en aval du réseau de transport géré par Swissgrid. Il englobe ainsi les niveaux haute tension (NR 2 et NR 3), moyenne tension (NR 4 et NR 5) et basse tension (NR 6 et NR 7). Les niveaux de réseau «pairs» correspondent aux transformateurs qui convertissent une tension élevée en une tension inférieure, et inversement, tandis que les niveaux de réseau «impairs» désignent les lignes entre.

- les réseaux ont tendance à être plus résilients lorsqu'ils prennent en compte certaines réserves. Le besoin de développement des réseaux de distribution pourrait être plus important dans la réalité que dans l'analyse de l'AES, car certains indices montrent que les réseaux de distribution modélisés dans Spotlight contiennent des réserves plus importantes que la moyenne suisse.
- De plus, les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération tablent sur des injections décentralisées issues du photovoltaïque plus élevées que l'«Avenir énergétique 2050» de l'AES, étude sur laquelle se base le Spotlight Réseaux de distribution. Le photovoltaïque décentralisé est considéré comme le principal moteur de l'extension des réseaux.

Citation

VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses (Août 2024): Spotlight «Réseaux de distribution». Dans: Association des entreprises électriques suisses AES (13.12.2022): «Avenir énergétique 2050». *Scénarios pour l'avenir énergétique et climatique de la Suisse*. URL: www.avenirenergetique2050.ch