



21.047 é Approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Loi fédérale

Note de l'OFEN du 24 avril 2023 à l'attention de la CEATE-E concernant les propositions E154 et E155

1. Mandat à l'administration selon les propositions E154 et E155

Le 21 mars 2023, la CEATE-E a chargé l'administration d'élaborer un rapport relatif aux développements des coûts du réseau.

- E154 : Que signifient les dispositions de la LApEI pour le réseau d'électricité (tous les niveaux) en termes de développement et de coûts ?
- E155 : L'administration est chargée d'exposer dans un rapport quelles seraient les conséquences (financières) de la décision du Conseil national concernant l'art. 15b LApEI relatif aux coûts de renforcement du réseau pour les gestionnaires de réseau et leurs clients captifs. Dans ce contexte, l'administration est chargée d'examiner comment la menace d'un fossé entre villes et campagnes pourrait être évitée ou réduite s'agissant de la réglementation des coûts de renforcement du réseau. À cet égard, il convient également de mettre en évidence quels seraient les effets d'une solution prévoyant que tous les renforcements de réseau destinés à l'injection d'électricité issue d'installations de production d'énergies renouvelables seraient traités comme faisant partie des services-système de la société nationale du réseau de transport.

2. Réponse / prise de position de l'OFEN

Une forte augmentation de l'électrification et la multiplication des injections décentralisées exigent également un développement supplémentaire des réseaux de distribution d'électricité, afin de pouvoir approvisionner les consommateurs en électricité de manière fiable et de transporter la production. Une étude réalisée sur mandat de l'OFEN¹ a examiné quels sont les besoins en termes de développement des réseaux de distribution régionaux et les investissements correspondants attendus selon les différents scénarios des Perspectives énergétiques 2050+.

Selon l'étude, le maintien et le développement de l'infrastructure du réseau de distribution nécessitent des investissements d'environ 45 milliards de francs (réels, prix en 2020) d'ici 2050, ceci même sans objectifs de politique énergétique supplémentaires (scénario « Poursuite de la politique actuelle », PPA). Dans le scénario ZÉRO base qui permet d'atteindre l'objectif de zéro émission nette, il faut compter 30 milliards de francs supplémentaires par rapport au scénario PPA. Dans une variante tenant compte du plan de développement du photovoltaïque décidé par le Conseil national et le Conseil des États dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, les besoins d'investissement sont supérieurs de 37 milliards de francs au scénario PPA. Dans tous les scénarios, une part importante de ces investissements concerne le remplacement lié à l'âge et le renouvellement d'installations existantes ; d'autres coûts s'y ajoutent en raison des câblages aux niveaux inférieurs de réseau et au développement des réseaux de distribution d'électricité. Ce dernier développement est dû à l'augmentation de la consommation d'électricité et à la croissance de l'injection décentralisée. De manière concomitante, la consommation pour les propres besoins réduit les besoins d'investissement car elle permet de lisser les pics de consommation. La possibilité de gérer l'injection (pilotage de l'injection) et de piloter la consommation au service du

¹ Étude de Consentec/Polynomics/EBP (2021): «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» (en allemand avec résumé en français)



réseau et du marché (flexibilité) permettent une réduction supplémentaire ; un potentiel d'économie d'environ un quart ressort de l'étude.

Les chiffres mentionnés ici ne comprennent pas les coûts de renforcement des lignes de desserte existantes comme le prévoit le Conseil national à l'art. 15, al. 1bis, LApEI. Du point de vue de l'OFEN, ces coûts devraient continuer d'être à la charge des producteurs. Si ces coûts sont imputés de manière forfaitaire aux coûts du réseau, le critère d'efficacité concernant le raccordement au réseau disparaît complètement dans le cadre du développement des énergies renouvelables. Les preneurs de raccordement ne devraient plus réfléchir à la puissance de raccordement dont ils ont réellement besoin, d'où un risque de surdimensionnement qui influencerait à son tour le développement du réseau en amont. Par ailleurs, la production et la consommation sont souvent raccordées à l'aide de la même ligne de desserte. Des subventions croisées ou des abus au niveau de l'application de la réglementation ne seraient pas exclus. Une telle réglementation renforcerait également les écarts entre villes et campagnes, étant donné que les installations concernées se situent en particulier dans les zones rurales. Les gestionnaires de réseau et les utilisateurs du réseau dans les zones rurales seraient donc davantage touchés du moment que les coûts ne sont pas solidarisés.

Renforcements au niveau du réseau de distribution (art. 15b) :

L'OFEN déconseille de solidariser la plupart des renforcements du réseau de distribution résultant de la construction de nouvelles installations de production renouvelable. Lorsque l'exception existante a été introduite, il s'agissait d'installations isolées. Tel n'est plus le cas aujourd'hui. La majeure partie des installations seraient progressivement concernées. Un tel mécanisme affaiblirait totalement le mécanisme actuel de rémunération pour l'utilisation du réseau et n'inciterait plus les gestionnaires de réseau à planifier et développer efficacement leur réseau et à utiliser la flexibilité.

La réglementation proposée prévoit, qui plus est, une séparation entre les exigences en matière de développement du réseau s'agissant de la consommation et de la production. Tel n'est pas le cas actuellement. La planification du réseau, en particulier au niveau inférieur, repose sur une planification globale du développement sous l'angle de la production et de la consommation.

L'étude susmentionnée se fonde sur le scénario ZÉRO base en vue d'évaluer les besoins d'investissement relatifs pour la période 2020 à 2050 concernant différents groupes de régions. Sur la base des évolutions globales de la production et de la consommation, les régions métropolitaines se caractérisent par des besoins d'investissement de 40%, soit proportionnellement inférieurs ; tous les autres groupes de régions (par ordre croissant : régions urbaines, rurales et périurbaines) présentent en revanche des besoins d'investissement relatifs compris entre environ 120% et 150%. Il convient de noter que ces chiffres ne reflètent pas les différentes structures de réseau existantes.

Le raccordement d'une installation de production peut nécessiter une extension ou un renforcement du réseau public existant. Ces coûts de renforcement du réseau sont des coûts de réseau imputables au sens de l'art. 15 LApEI. Ces coûts sont, en principe, supportés par les consommateurs finaux de la zone de desserte concernée. Il existe toutefois des exceptions : conformément à l'art. 22, al. 3, OApEI, Swissgrid peut, par le biais des services-système, solidariser les renforcements de réseau pour les installations soumises à l'obligation de reprise et de rétribution (jusqu'à 3 MW), sur demande et après autorisation de l'EiCom. La somme des coûts des renforcements de réseau a atteint près de 116,7 millions de francs entre 2009 et 2021, la puissance connexe des centrales s'élevant au total à 368,1 MW sur la base de 996 décisions (en grande partie pour des installations photovoltaïques). Les coûts relatifs moyens pour toutes les décisions étaient de 317 francs/kW. Conformément au plan de développement décidé par le Conseil national et le Conseil des États dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, la puissance installée des installations photovoltaïques devrait atteindre 41,3 GW en 2050, contre environ 5 GW en 2022. À cet égard, on part du principe que les installations d'une puissance inférieure à 1 MW représentent plus de 95% de la puissance installée.

L'injection d'électricité renouvelable dans pratiquement chaque élément de réseau par des installations décentralisées de production se généralisera à l'avenir. Une large solidarisation des coûts de renforcement en général n'a donc plus aucun sens. La prise en charge des coûts des renforcements du réseau devra, en principe, intervenir par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau resp. de la répercussion ordinaire des coûts. Ce faisant, les gestionnaires de réseau sont incités à exploiter un réseau efficace et à utiliser des composants intelligents et la flexibilité. Le but est de retarder le développement du réseau voire de trouver des solutions alternatives et d'économiser ainsi des coûts pour les clients finaux.

Par ailleurs, les installations d'une puissance supérieure à 5 MW sont en nombre limité : il doit exister environ une cinquantaine de toitures appropriées dans toute la Suisse, auxquelles s'ajoutent les installations en plein air ou les installations solaires alpines ainsi que les éoliennes et les centrales hydroélectriques. Ces dernières peuvent participer dans une large mesure à l'approvisionnement en énergie et à la production hivernale. En fonction de leur emplacement, elles peuvent toutefois entraîner des coûts de renforcement du réseau considérables et donc une lourde charge pour les consommateurs finaux, notamment dans les petites zones de desserte périphériques. Or, ces installations qui génèrent des coûts de renforcement du réseau élevés et qui ne sont généralement pas situées dans les (grandes) zones urbaines sont exclues du processus de répercussion ordinaire. Cela permet accessoirement de réduire le fossé entre les grandes villes et les campagnes.

L'OFEN soutient donc la formulation de l'art. 15b du Conseil national. Les gestionnaires de réseau de distribution sont encouragés à ne pas développer inutilement les réseaux et à utiliser des composants intelligents et la flexibilité. Une solidarisation des coûts est inversement possible pour les grandes installations qui entraînent une charge excessive pour les consommateurs finaux locaux dans les petites zones de desserte périphériques.

Conclusion

La nécessité d'un développement plus rapide de la production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables et son rôle déterminant pour tout le système ainsi qu'une électrification croissante s'accompagnent d'adaptations significatives à tous les niveaux des réseaux de distribution. Des renforcements ponctuels du réseau ne suffisent plus. L'infrastructure du réseau d'électricité dans son ensemble doit avoir pour point de mire l'intégration des nouvelles énergies renouvelables et la hausse de la consommation due à l'électrification. L'injection d'électricité renouvelable dans pratiquement chaque élément de réseau par des installations décentralisées de production se généralisera à l'avenir.

Une large solidarisation des coûts de renforcement en général n'a donc plus aucun sens. La prise en charge des coûts des renforcements de réseau devra, en principe, se faire par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau ou de la répercussion ordinaire. Cela ne change rien pour les exploitants de la grande majorité des installations : les coûts de renforcement ne leur sont pas imputés ; ils sont pris en charge par le gestionnaire de réseau dans les coûts de réseau. Comme les gestionnaires de réseau assument l'entière responsabilité des coûts (au lieu de les transférer à Swissgrid), ils sont davantage incités à développer leurs réseaux de manière intelligente et à utiliser la flexibilité. Cela a pour effet de réduire les coûts pour les clients finaux concernés. Dans le cas des grandes installations qui peuvent engendrer des coûts de renforcement considérables, un mécanisme de solidarisation est, en revanche, judicieux, afin de faciliter la réalisation de grandes installations de production dans toutes les zones de desserte et d'éviter une lourde charge pour certains consommateurs finaux, notamment dans les petites zones de desserte périphériques. L'OFEN soutient donc la formulation de l'art. 15b du Conseil national.