



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie
Sections Réseaux / Régulation du marché

18 mai 2015

13.074 n Stratégie énergétique 2050, premier volet

Stabilité et développement du réseau, tarification en lien avec la promotion des nouvelles énergies renouvelables

Rapport à l'intention de la CEATE-E

1. Contexte

La Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats (CEATE-E) a chargé l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) d'élaborer un document d'aide à la décision au sujet de l'impact des énergies renouvelables, dont la production est irrégulière, sur les réseaux électriques et de la contribution des nouvelles énergies renouvelables pour réduire cet impact. A cette fin, il convient d'abord d'établir une nette distinction entre le thème de la stabilité du réseau (compensation des fluctuations de la consommation et de la production visant à garantir en tout temps l'équilibre entre production et consommation) et d'autres thèmes liés aux réseaux tels que le développement du réseau pour les énergies renouvelables (ER) en raison de pénuries de capacités et d'effets de la tarification du réseau. Le statu quo du modèle actuel d'utilisation du réseau est présenté ci-après. Il sera ensuite question plus en détail, en lien avec les ER, du système visant à maintenir la stabilité du réseau (services-système, énergie d'ajustement) ainsi que des systèmes du point de vue des renforcements du réseau nécessaires et enfin du modèle tarifaire.

2. Le modèle suisse d'utilisation du réseau et les mécanismes de promotion des énergies renouvelables

Le modèle suisse d'utilisation du réseau aujourd'hui

Le modèle suisse actuel d'utilisation du réseau repose sur une imputation des coûts du réseau sur les consommateurs finaux (modèle de soutirage). Ce modèle distingue les coûts qui doivent être facturés individuellement, p. ex. la mesure de la courbe de charge pour un accès au marché des consommateurs finaux de plus de 100 MWh, des coûts qui ne doivent pas être facturés individuellement, comme les coûts de développement du réseau en raison d'une augmentation de la consommation. Ces derniers doivent être imputés aux utilisateurs finaux dans la zone de desserte correspondante, selon l'art. 16 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI). La rémunération de l'utilisation du réseau doit en principe être payée par tous les consommateurs finaux sauf sur l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, et sur celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage (art. 4, al. 1, let. b, et art. 14 de la loi sur l'approvisionnement en électricité [LApEI]).

Les coûts du réseau de transport doivent être facturés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau à un tarif uniforme dans la zone de réglage Suisse selon la répartition 60:30:10 entre prix de la puissance, prix de la consommation et taxe de base (art. 15, al. 3, OApEI). Le prix de la puissance prend en compte la charge de pointe (puissance maximale soutirée du réseau) qui se rapporte à une période donnée. Il est calculé en CHF/kW. Le prix de la consommation est le prix de la quantité d'énergie soutirée; il est calculé par kilowattheure consommé (CHF/kWh). Les coûts du réseau de distribution doivent être imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau pour 70% sur la base de la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives (charge de pointe) et pour 30% sur la base de l'énergie électrique soutirée (art. 16 OApEI). L'art. 18, al. 2, OApEI dispose en outre que le tarif d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV sans mesure de puissance

doit consister pour au moins 70% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. Cette disposition s'applique à tous les ménages et aux PME du niveau de réseau inférieur (niveau à basse tension). Au-delà de cette disposition, les gestionnaires de réseau sont libres de fixer et de concevoir les tarifs d'utilisation du réseau (art. 18, al. 1, OApEL). En Suisse, on perçoit auprès des clients finaux raccordés au réseau de distribution sans mesure de puissance soit un prix de la consommation combiné à une taxe de base soit seulement un prix de la consommation, toujours dans le respect des principes susmentionnés.

Promotion des ER aujourd'hui

La promotion actuelle des ER repose sur les principes suivants:

- Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) des nouvelles ER durant 20 à 25 ans. Les taux de rétribution sont adaptés au fil du temps et s'orientent sur les coûts d'installations de référence. En lieu et place de l'encouragement continu, il est possible de recevoir une contribution d'investissement unique (pour l'instant, cette rétribution unique concerne les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30 kW).
- Consommation propre (mentionnée explicitement dans la loi depuis 2014): les producteurs d'électricité ont le droit de consommer intégralement ou partiellement eux-mêmes l'électricité qu'ils ont produite sur le lieu de production (cf. chapitre sur le système tarifaire). Cette autoconsommation leur permet d'économiser des coûts du réseau et des taxes dues aux collectivités publiques qui sont facturés lors de l'acquisition d'énergie. L'énergie produite sur place a ainsi de fait une valeur plus élevée que celle que le producteur obtiendrait sur le marché ou avec l'encouragement.
- Reprise obligatoire de l'électricité renouvelable de certains producteurs via le gestionnaire de réseau (au même prix qu'il aurait dû payer pour se la procurer ailleurs).
- Les installations RPC ne supportent pas elles-mêmes les coûts de l'énergie d'ajustement (cf. chapitre sur les services-système).

Pour la mise en œuvre de la promotion des ER, il convient d'adapter en conséquence les rémunérations versées pour l'utilisation du réseau. Ainsi, les coûts de la RPC sont répercutés sur les consommateurs finaux sous forme d'une rémunération liée à la consommation. Ces rémunérations sont versées au fonds RPC. L'OFEN a mandaté la société Pool Energie Suisse SA pour gérer les flux d'énergie et les flux financiers dans le domaine de la RPC ainsi que le «groupe-bilan des énergies renouvelables» (GB-ER). Le GB-ER est chargé de la gestion des installations soutenues équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge (prévisions d'injection, planification d'utilisation, harmonisation, établissement de programmes prévisionnels) et demande au fonds RPC de payer les coûts de l'énergie d'ajustement de son groupe-bilan et ses coûts d'exécution. Le décompte pour les installations sans dispositif de mesure de la courbe de charge est effectué via le groupe-bilan du gestionnaire de réseau de distribution concerné. Les prévisions et l'énergie d'ajustement seront encore regroupées dans un avenir proche dans la fluctuation du consommateur final. Néanmoins, c'est aussi une promotion indirecte, d'une portée financière certes limitée, qui est supportée par le responsable du groupe-bilan. Pour l'énergie qui n'est pas soutirée du réseau mais autoproduite et autoconsommée sur place (consommation propre), il n'y a pas de rémunération de l'utilisation du réseau.

3. Services-système et prise en charge de l'énergie d'ajustement

Système visant à maintenir la stabilité du réseau aujourd'hui

La société nationale du réseau de transport Swissgrid est responsable de la stabilité de l'exploitation du réseau de transport. A cette fin, elle se procure sur le marché des «services-système» (SS) qui sont nécessaires au maintien de la stabilité du réseau. Les fournisseurs sur ce marché SS sont en premier lieu des grandes centrales flexibles, soit, en Suisse, principalement des centrales à accumulation et des centrales à pompage-turbinage. L'un des SS cruciaux est la mise à disposition de puissance de réglage («réglages primaire, secondaire ou tertiaire»). Swissgrid utilise ces augmentations et réductions de la puissance disponibles à court terme pour lisser les fluctuations imprévues sur le réseau. Elle assure ainsi que la production et la consommation sont toujours en équilibre et que la fréquence du réseau de 50 hertz soit maintenue. De la puissance de réglage doit notamment aussi être réservée pour pouvoir compenser à court terme la défaillance imprévue d'une centrale. Par conséquent, plus la puissance de la tranche de la centrale est élevée, plus la réserve de puissance doit être grande. Ici, c'est avant tout le nucléaire qui détermine le paramètre de dimensionnement.

Les SS sont financés par les recettes tarifaires «SS généraux» (art. 15, al. 2, OApEI) et par les SS facturés individuellement par Swissgrid (art. 15, al. 1, OApEI). Les coûts des SS généraux comprennent les coûts pour la gestion du système et la gestion des données mesurées, la garantie de l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage, la part des coûts du maintien de la tension, le réglage primaire, la réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire ainsi que les coûts de renforcement du réseau de distribution (cf. chapitre 4). Ces SS généraux qui ne peuvent pas être attribués spécifiquement à un acteur sont facturés via le tarif des SS généraux aussi bien aux consommateurs finaux raccordés au réseau de transport qu'à tous les gestionnaires de réseau de distribution qui ont des clients finaux dans leurs réseaux. Le tarif des SS généraux est actuellement de 0,54 ct./kWh et se répercute sur les rémunérations de l'utilisation du réseau payées par les gestionnaires de réseau de distribution. En revanche, les coûts pour la compensation des pertes de transport et pour la fourniture d'énergie réactive dont ils sont responsables ainsi que pour l'énergie d'ajustement sont facturés individuellement aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport. L'énergie d'ajustement est gérée via le système des groupes-bilan (GB). L'injection et le soutirage d'électricité doivent être annoncés à Swissgrid la veille, dans un programme prévisionnel de l'énergie. Swissgrid calcule la différence entre l'injection et le soutirage effectifs et le programme prévisionnel, et facture cette différence aux GB sous forme d'énergie d'ajustement. Les GB répercutent à leur tour ces coûts sur les producteurs d'électricité et sur les consommateurs finaux qui leur sont attribués (via un rabais ou un supplément sur le prix de l'énergie). Le GB-ER établit aussi des prévisions pour la production de ses installations.

Dans le système RPC actuel, les écarts du GB-ER et les coûts de l'énergie d'ajustement sont payés par le fonds RPC qui est financé par le supplément perçu sur le réseau. Les coûts de l'énergie d'ajustement ne sont donc pas facturés à chaque exploitant d'installation ER. Dans le système de commercialisation directe proposé, aussi et surtout pour les ER, par le Conseil fédéral dans la Stratégie énergétique 2050 (SE 2050), les gestionnaires d'installations paient eux-mêmes les coûts de l'énergie d'ajustement car ils doivent vendre eux-mêmes l'électricité sur le marché et que le prix de l'énergie dépend entre autres de la possibilité de bien prévoir

l'injection d'électricité. Les gestionnaires d'installations et les producteurs ER ainsi que les acheteurs d'électricité seraient ainsi incités à faire des prévisions de production aussi bonnes que possible afin de limiter les coûts de l'énergie d'ajustement. Le mécanisme de promotion indirect où le fonds RPC paie l'énergie d'ajustement serait ainsi supprimé.

Défi identifié

- Aujourd'hui, les exploitants d'installations RPC ne sont pas incités à limiter l'énergie d'ajustement, autrement dit, le système n'incite pas à établir des prévisions aussi bonnes que possible et à injecter l'électricité autant que possible conformément au programme prévisionnel.
→ Avec la commercialisation directe, on veut notamment introduire cette incitation.

4. Traitement des renforcements du réseau nécessaires afin d'intégrer la production

Situation concernant les extensions des infrastructures du réseau pour les ER aujourd'hui

Les gestionnaires de réseau sont tenus de raccorder au réseau électrique tous les producteurs d'électricité (art. 5, al. 2, LApEI). Les équipements producteurs sont reliés au réseau par une ligne de desserte jusqu'au point d'injection. Déterminé par le gestionnaire de réseau, le point d'injection représente le passage du réseau public à la ligne de desserte appartenant à l'installation. Avec la construction d'une installation, il est nécessaire de réaliser ou de renforcer la ligne de desserte reliant l'installation au point d'injection. De plus, il peut être nécessaire d'étendre ou de renforcer le réseau existant après le point d'injection. Les points-clés relatifs au raccordement au réseau d'équipements producteurs sont, d'une part, la détermination du point d'injection et, d'autre part, la prise en charge des coûts de la ligne de desserte et des mesures de renforcement du réseau public.

Concernant les installations ER qui sont soumises aux art. 7, 7a et 7b de la loi sur l'énergie (LEne), les gestionnaires de réseau sont tenus de les relier avec le point d'injection le plus avantageux techniquement et économiquement (art. 2, al. 5, et art. 3 de l'ordonnance sur l'énergie [OEnE]). Les coûts de mise en place des lignes de desserte nécessaires jusqu'au point d'injection et les éventuels coûts de transformation requis sont à la charge du producteur (art. 2, al. 5, OEnE). S'il est nécessaire de renforcer le réseau de distribution à partir du point d'injection à cause du raccordement de producteurs conformément aux articles précités de la LEne, ces renforcements peuvent faire partie des SS de Swissgrid dans la mesure où la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) considère que la mesure de renforcement est efficace et qu'elle remplit les conditions requises (art. 22, al. 3, OApEI). Swissgrid indemnise alors le gestionnaire de réseau pour les renforcements du réseau nécessaires (art. 22, al. 4 et 5, OApEI). Ainsi, ces coûts de renforcement du réseau sont répartis sur tous les consommateurs finaux de Suisse (tarif SS généraux en ct./kWh). Les renforcements du réseau n'ont cependant rien à voir avec la stabilité du réseau au sens classique, soit l'équilibre entre la production et la consommation. Ils sont néanmoins aussi financés via les SS.

Lors d'une requête normale d'indemnisation des coûts de renforcement du réseau, l'EICom examine l'imputabilité des coûts sur la base de différentes installations. Il est certes en principe aussi possible de faire des prévisions pour un éventuel futur besoin de développement du réseau mais cette possibilité n'est guère utilisée. Il va de soi que les équipements producteurs qui ne sont pas soumis aux art. 7, 7a et 7b de la LEné peuvent aussi nécessiter des mesures de renforcement du réseau et engendrer des coûts correspondants. Cela est en particulier le cas pour des grandes centrales implantées sur de nouveaux sites. Dans ce cas, les coûts de renforcement ne sont pas répartis via le tarif des SS mais sont intégrés comme éléments des coûts du réseau dans la rémunération locale de l'utilisation du réseau.

Ces cinq dernières années, l'EICom a rendu en tout 181 décisions de ce genre. Le total des coûts des renforcements du réseau a atteint près de 27,8 millions de francs pour une puissance totale des centrales de 140,4 MW. A l'avenir, il faut s'attendre à un besoin croissant de décisions de ce genre. Il convient toutefois de relever qu'une requête auprès de l'EICom n'est pas déposée pour tous les renforcements du réseau. Un gestionnaire de réseau peut aussi présenter les coûts comme faisant partie de ses coûts du réseau et les répartir au sein de sa zone de desserte. Il reçoit alors pour les investissements réalisés le taux d'intérêt calculé du capital investi dans le réseau électrique (coût moyen pondéré du capital, CMPC/*Weighted Average Cost of Capital*, WACC).

En principe, l'art 16, al. 3, OApEI dispose que les surcoûts disproportionnés subis par un réseau de distribution du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs doivent être supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs et qu'ils ne peuvent pas être assimilés aux coûts du réseau. Cette disposition s'applique à tous les équipements producteurs du réseau de distribution. Il n'est pas clair comment l'art 16, al. 3, OApEI doit être appliqué dans le cas concret des renforcements du réseau pour les ER, aujourd'hui, la pratique fait notamment défaut. Dans la mesure où le critère de la proportionnalité ne s'applique pas aux coûts de renforcement du réseau dont les ER sont responsables, cela peut conduire dans certaines circonstances à une inégalité de traitement entre les ER et la production conventionnelle.

Défis identifiés

En lien avec les règles régissant le raccordement au réseau, les deux problèmes suivants prédominent dans la pratique actuelle. Ces défis n'ont cependant rien à voir avec le maintien de la stabilité du réseau, donc avec la fluctuation des ER:

- Les critères d'examen de la proportionnalité des surcoûts subis par le raccordement et l'exploitation d'équipements producteurs ne sont pas clarifiés dans la pratique. Il convient en outre de clarifier si l'article relatif à la proportionnalité (art. 16, al. 3, OApEI) s'applique aussi aux renforcements du réseau imputables aux ER.
- Afin que les gestionnaires de réseau puissent construire des infrastructures efficaces du point de vue des coûts à long terme, il faut avoir la possibilité de mettre à disposition une certaine capacité de réserve. Or, il n'existe actuellement pas de base légale claire pour la mise à disposition de capacité de réserve.

5. Système tarifaire

En cas de révision du système tarifaire, les objectifs suivants sont déterminants:

- Amélioration du principe de causalité: ceux qui sont responsables des coûts du réseau dans les réseaux de distribution ou de transport doivent aussi les supporter dans leur grande majorité.
- Utilité pour le système: la structure tarifaire doit inciter à se comporter de manière utile au réseau de manière à économiser des coûts. Les tarifs doivent donc influencer les utilisateurs du réseau et les gestionnaires de réseau de manière à décharger le réseau, à optimiser l'exploitation du réseau et à ne développer le réseau que là où cela est aussi vraiment nécessaire.
- Mise en œuvre simple: la structure tarifaire doit être simple à mettre en œuvre en ce qui concerne la mesure, la disponibilité des données et l'administration.
- Comptabilité avec la SE 2050: le développement des ER prévu par la Stratégie énergétique doit pouvoir être assuré.

Défis identifiés

En principe, les coûts du réseau sont déterminés par le comportement d'utilisation du réseau à la fois des producteurs et des consommateurs. Les capacités du réseau nécessaires aux producteurs et aux consommateurs ainsi que les coûts variables liés à son utilisation dépendent à chaque fois du volume ainsi que des distributions temporelles et spatiales de l'injection et du soutirage. Les capacités du réseau qui influencent notablement les coûts du réseau sont en particulier déterminées par la charge de pointe et par l'injection de pointe.

Les utilisateurs du réseau équipés d'un dispositif de mesure de la puissance ont donc la possibilité de réduire les coûts en lissant les pointes. Ainsi, le principe de causalité pourrait être soutenu par une augmentation du prix de la puissance et le comportement utile au réseau encouragé si la puissance est mesurée. Cet objectif n'est aujourd'hui pas atteint pour les ménages et pour les PME avec la prescription d'un prix de la consommation d'au moins 70% sur le niveau à basse tension inférieur. En augmentant le prix de la puissance, on perd toutefois un effet incitatif du prix de la consommation en vue d'une utilisation efficace de l'énergie (efficacité énergétique).

Lors de la fixation du prix de la puissance, il faudrait prendre comme base de calcul la charge maximale mesurée. La puissance mesurée représente la valeur de référence la plus précise et la plus conforme au principe de causalité. Elle présuppose cependant du point de vue technique que l'utilisateur du réseau soit équipé d'un compteur mesurant la puissance (p. ex. d'un compteur intelligent). La puissance mesurée permet de donner des signaux de prix efficaces et d'inciter à adopter un comportement utile au réseau. Actuellement, les travaux sur un modèle tarifaire répondant au principe de causalité sont menés de manière intensive dans le cadre de la révision de la LApEI. Un premier rapport a déjà été publié¹ sur la base duquel les effets incitatifs multiples et complexes sont étudiés.

¹ http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=fr&dossier_id=06327

6. Conclusions

Les explications sur les thématiques spécifiques que sont les renforcements du réseau pour les ER, mais aussi les SS, et sur la tarification comme thématique globale montrent que la discussion sur la contribution que les ER doivent fournir à la stabilité du réseau est complexe. Les ER rendent nécessaires des renforcements du réseau de distribution. Les coûts y relatifs sont actuellement répartis via les «SS généraux» de Swissgrid sur tout le pays. Il ne s'agit cependant en principe pas d'un encouragement car un mécanisme semblable est aussi utilisé pour les grandes centrales. L'essor difficilement prévisible et graduel des ER et, par conséquent, le besoin de renforcer sans cesse le réseau constitue un défi. A cette fin, des renforcements du réseau «plus importants» sont cependant en principe possibles. Ils permettent de procéder à une augmentation de la capacité du réseau au-delà des besoins actuels des installations ER réalisées en utilisant des prévisions du futur développement des ER. Les adaptations concernant la prise en charge des coûts des renforcements du réseau pour les ER concerneraient aussi la prise en charge des coûts relatifs au réseau de transport pour les grandes centrales. Toute adaptation des coûts imputés aux grandes centrales aurait aussitôt des effets sur leur compétitivité sur le marché.

Une promotion indirecte, même de faible ampleur, résulte du traitement de l'énergie d'ajustement des ER encouragées. Ces dernières ne supportent pas elles-mêmes les coûts d'un écart par rapport aux prévisions mais bénéficient d'un forfait via le fonds d'encouragement. Si les installations photovoltaïques raccordées au réseau à ce jour sont au nombre de 12 000 environ, elles ne représentent que 1,5% de la production d'électricité en Suisse, aussi sont-elles très loin de constituer un risque pour la stabilité du réseau. Aujourd'hui, les effets des ER sur la stabilité technique peuvent donc être considérés comme faibles. La commercialisation directe prévue dans la SE 2050 veille à ce que les exploitants d'installations encouragées paient eux-mêmes l'énergie d'ajustement. La promotion indirecte sera supprimée à moyen et à long terme, et les ER seront plus proches du marché. Le système de commercialisation directe incitera donc rapidement les ER à faire des prévisions les plus exactes possibles, à éviter les fluctuations imprévues de l'injection, à assurer une production conforme aux besoins et à contribuer à la stabilité du réseau. La commercialisation directe tient ainsi déjà compte de la décision du Conseil national relative à l'art. 22, al. 6, P-LEne. Il convient cependant de garder à l'esprit que beaucoup d'installations ER ne peuvent à proprement parler pas être pilotées. En outre, il est prévu que la prochaine révision de l'OENE précise comment les exploitants d'installations encouragées peuvent déjà participer au marché des SS. Il sera ainsi possible d'utiliser la flexibilité, p. ex. d'installations de biogaz, pour augmenter la stabilité du réseau.

Le concept de la réglementation de la consommation propre constitue un autre mécanisme de promotion indirecte. Ici, une redistribution des coûts du réseau permet à l'exploitant soumis à la réglementation de la consommation propre d'avoir des rentrées supplémentaires en économisant sur la rémunération de l'utilisation du réseau. Une hausse du prix de la puissance ou la création d'un groupe spécifique de clients permet une participation plus adéquate des consommateurs propres² aux coûts du réseau et ainsi de mettre en œuvre de manière

² Les consommateurs propres ne paient pas, comme mentionné dans le chapitre final, de rémunération de l'utilisation du réseau sur la production d'électricité pour leurs propres besoins. On part ici de l'hypothèse de consommateurs propres qui sont raccordés au réseau électrique. Il est rare qu'ils couvrent l'intégralité de leurs besoins par leur propre production. Le consommateur propre moyen utilise en règle générale les capacités du réseau dans leur intégralité à de multiples reprises aux périodes de pointe.

appropriée le principe de causalité. La hausse du prix de la puissance s'applique en principe non seulement aux consommateurs propres mais à tous les consommateurs finaux. Lors de la fixation du prix de la puissance, il faudrait prendre comme base de calcul la charge maximale mesurée. La puissance mesurée permet de donner des signaux de prix efficaces et d'inciter à adopter un comportement utile au réseau. Toutefois, il convient ne pas oublier que ce changement tarifaire est contraire à l'idée de promouvoir les nouvelles ER et qu'il entrave la décentralisation de l'approvisionnement énergétique s'il n'est pas soigneusement conçu.

Le système actuel de rémunération de l'utilisation du réseau, de SS et de prise en charge de l'énergie d'ajustement ainsi que le traitement de l'extension du réseau fournit les incitations nécessaires aujourd'hui pour développer davantage les ER, pour ne pas déroger finalement au principe de causalité et pour rapprocher progressivement les ER du marché. Les adaptations concernant une participation des ER à la stabilité du réseau auraient des effets considérables sur les tarifs, sur les marchés (en particulier sur le marché des SS), mais aussi sur la promotion des ER et ainsi sur les objectifs de la SE 2050. Les adaptations dans un domaine induisent de manière pas toujours prévisible des effets dans les autres champs thématiques. Des études approfondies sont requises pour adapter si nécessaire seulement à moyen terme les incitations pour les faire aller dans la bonne direction. Les travaux y relatifs sont menés à l'heure actuelle intégralement dans le cadre des considérations de fond concernant la révision de la LApEI. Les analyses portant sur la structure tarifaire réalisées dans le cadre d'une étude récemment publiée constituent une base pour poursuivre les réflexions sur la structure tarifaire et sur la prise en charge des coûts dans les réseaux³. Des entretiens intensifs sont menés avec les gestionnaires de réseau concernant des modèles de tarification et d'incitation possibles. A ce jour, il n'est pas encore possible de faire des évaluations définitives. En raison de la complexité de ces thématiques, il est nécessaire d'avoir un horizon temporel plus long que celui prévu pour la délibération de la SE 2050. En outre, on peut considérer que les objectifs de développement des ER l'emportent sur les effets secondaires qu'ont les ER (promotion indirecte) sur la stabilité du réseau à ce jour mais aussi à moyen terme conformément aux perspectives énergétiques 2050.

³ Développement du modèle d'utilisation du réseau, 2015. Etude réalisée par DNV GL sur mandat de l'OFEN (disponible seulement en allemand: Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells).
http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=fr&dossier_id=06327