

Document thématique 35: Modèle de coûts du réseau pour les réseaux de distribution

25 août 2017

Position de la branche

Il faut maintenir le principe du modèle de soutirage. Les frais d'utilisation du réseau doivent continuer d'être imputés exclusivement aux consommateurs finaux (après déduction des contributions de raccordement au réseau et des contributions aux coûts du réseau).

En raison des incertitudes relatives aux évolutions à long terme au sein des réseaux électriques, il convient de renoncer à effectuer des corrections cosmétiques dans les modèles de report à l'échelon de la loi et de l'ordonnance dans les prochaines années. L'AES demande par conséquent que les paramètres de report demeurent inchangés (c'est-à-dire qu'il faut reporter les coûts non directement imputés à hauteur de 70% selon la moyenne de la puissance nette mensuelle maximale et à hauteur de 30% selon l'énergie brute). Les éventuelles distorsions dans le cadre du financement des réseaux du fait de nouvelles évolutions (p. ex. dispositifs de stockage d'énergie, communautés d'autoconsommateurs) doivent être corrigées au moyen d'une tarification flexible adaptée en fonction du principe de causalité.

Message

- En ce qui concerne la prise en charge des coûts des réseaux de distribution, la législation devrait se limiter à la fixation de conditions-cadre fondamentales et laisser une marge de manœuvre suffisante pour l'application du principe de subsidiarité. Il faut réduire à un minimum l'étendue et le degré de la régulation à l'échelon de la loi et de l'ordonnance.
- Il convient de maintenir dans les années à venir également le modèle de point de raccordement incluant une prise en charge des coûts du côté du soutirage, tel qu'il s'applique depuis l'entrée en vigueur de la LApEI.
- Afin de reporter les coûts conformément au principe de causalité lors du raccordement au réseau, les contributions de raccordement au réseau doivent continuer d'être facturées à tous les bénéficiaires d'un raccordement, et les contributions aux coûts du réseau aux consommateurs finaux. Cela incite à éviter les surdimensionnements sur le réseau et soutient la prise en charge des coûts conformément au principe de causalité.
- Si le législateur maintient la modification de la part de puissance du report des coûts, il faut exiger l'utilisation de la puissance annuelle maximale.
- Les coûts d'utilisation du réseau doivent continuer à être pris en charge exclusivement par les consommateurs finaux (ou la consommation finale). Une imputation de ces coûts à la production en Suisse est contre-productive et doit donc être évitée.
- Le report des coûts traité dans le présent document (imputation des coûts conformément au principe de causalité sur les niveaux de réseau en aval et les soutirages) a un autre but que la tarification traitée dans le document thématique 4 «Structure des prix de réseau» (imputation des coûts conformément au principe de causalité et incitations pour chaque utilisateur du réseau). Les distorsions actuelles lors de l'imputation des coûts du réseau aux consommateurs finaux sont dues aux restrictions légales lors de la tarification. Les gestionnaires de réseau doivent par conséquent pouvoir concevoir leurs tarifs en toute flexibilité.

Opportunités et risques

Opportunités:

- Un modèle de coûts du réseau bien rodé et établi auprès des quelque 650 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) demeure inchangé.
- Des transferts de coûts mineurs nécessitant des explications, dus à la modification aussi bien de la grille quantitative du report des coûts (puissance-énergie) que de certains paramètres (prise en compte des quantités absolues dans le principe du volume d'énergie net au lieu de l'énergie brute), sont supprimés.
- Le respect du principe de causalité est garanti par la possibilité de facturer les contributions de raccordement au réseau à l'ensemble des bénéficiaires d'un raccordement au réseau et les contributions aux coûts du réseau aux consommateurs finaux.

Risques:

- La moyenne annuelle de la puissance mensuelle maximale, qui ne repose pas sur le principe de causalité du point de vue de la branche, continue d'être utilisée en lieu et place de la puissance annuelle maximale pour le report des coûts.

Déduction/justification

Le document thématique «Modèle de coûts du réseau pour les réseaux de distribution» décrit un modèle cible idéal dans l'optique actuelle, destiné à la prise en charge des coûts des réseaux électriques (en particulier de distribution) par les utilisateurs du réseau et les bénéficiaires d'un raccordement à ce dernier. Pour ce faire, il dépeint des variantes d'imputation et de report des coûts du réseau sur les groupes de consommateurs au sein du réseau de distribution. Le modèle cible qui en découle doit correspondre à une approche uniforme et globale et réagir parfaitement aux changements ultérieurs, aujourd'hui non quantifiables, tels que le développement renforcé de la production décentralisée, l'intégration de solutions de stockage décentralisées ou l'ouverture complète du marché.

1. Critères du modèle cible

Le modèle idéal de coûts du réseau doit tenir compte au mieux des critères suivants:

- Respect du principe de causalité
- Transparence, clarté
- Faisabilité
- Effet incitatif favorisant une extension efficace du réseau
- Flexibilité en matière de changements technologiques et économiques perceptibles aujourd'hui
- Prise en compte des nouveaux utilisateurs du réseau (communautés d'autoconsommateurs, dispositifs de stockage, etc.)
- Prise en considération du transfert croissant d'un système centralisé vers un système décentralisé de production et de stockage d'énergie

2. Conflits d'objectifs lors de l'imputation des coûts du réseau

Dans le cadre de la discussion au sujet d'un modèle relatif à la prise en charge des coûts des réseaux électriques, les gestionnaires de réseau sont manifestement confrontés à un conflit d'objectifs central. D'une part, l'imputation des coûts du réseau (et de la structure de tarification) doit permettre de contribuer à la rentabilité des installations de production décentralisées de consommateurs finaux (et ainsi, implicitement, des énergies renouvelables), même s'il existe parallèlement un risque de subvention croisée de ces consommateurs finaux par le reste des consommateurs d'électricité. D'autre part, les coûts du réseau doivent être imputés de la manière la plus conforme possible au principe de causalité afin de créer des incitations favorisant une utilisation et une extension efficaces du réseau.

Du point de vue de la branche, il est indiqué de résoudre ce conflit d'objectifs et d'axer le report sur la causalité des coûts et la tarification sur le but voulu par le législateur, à savoir des réseaux sûrs, performants et efficaces.

Pour atteindre ces objectifs, la branche doit disposer de la latitude requise afin de pouvoir réagir avec souplesse aux changements de situation. Il ne faut procéder à aucune modification dont la nécessité n'est pas clairement établie. C'est pourquoi une forte densité et un degré élevé de régulation doivent être évités.

3. Principes du modèle

3.1 Modèle de point de raccordement ou modèle de point à point

Pour facturer les coûts de l'infrastructure de réseau, on établit en théorie une distinction entre le modèle de point de raccordement indépendant de la distance et le modèle de point à point dépendant du trajet de livraison.

Le **modèle de point à point** représente le chemin parcouru entre la production et la consommation. Étant donné que les trajets contractuel et physique de la fourniture d'énergie sont normalement totalement indépendants l'un de l'autre, le modèle de point à point ne reflète toutefois pas le réseau effectivement utilisé. La charge induite par l'établissement de tarifs individuels est énorme, car il faut calculer le trajet correspondant pour chaque fourniture d'énergie. En outre, pour l'immense majorité des consommateurs finaux, ce chemin varie même en cours de journée, car une centrale hydroélectrique leur fournit p. ex. une partie de l'électricité le jour, tandis qu'elle sera couverte par les importations la nuit. Le résultat ne justifie donc pas une telle charge.

Le **modèle de point de raccordement** est fondé sur le principe du flux de charge descendant (top-down), selon lequel chaque client final a besoin pour son approvisionnement de fractions de tous les niveaux de réseau (NR), du niveau de réseau 1 à son niveau de réseau. Ce principe était incontesté lors de l'entrée en vigueur de la LApEI, étant donné que 80% environ de la consommation finale en Suisse provenaient à l'origine du réseau de transport. Dès le début, ce modèle a par conséquent recueilli une large adhésion au sein de la sphère politique et de la branche. Les résistances initiales des consommateurs finaux («Je suis relié directement à la centrale électrique sur place») ont pu être levées. Le modèle de point de raccordement est souvent qualifié de «modèle d'assurance», car il ne tient pas compte des situations spécifiques en matière d'injection dans les zones de consommation finale, c'est-à-dire de la proximité physique de la production aux niveaux de réseau supérieurs à 1, et suppose donc toujours la possibilité d'utiliser tous les

NR situés en amont du consommateur final. Malgré cette imprécision, ce modèle s'est imposé sur le plan international. Il représente la fonction de transfert physique du système, dans laquelle le réseau ne peut fonctionner que par le biais de l'interconnexion globale et des tâches et services-système que seule celle-ci permet d'assurer. Il a fait ses preuves et est approprié.

3.2 Prise en charge des coûts du côté de l'injection, du côté du soutirage ou mixte

Selon un document de l'association Eurelectric¹, sur 17 pays européens étudiés, dix renoncent généralement à imputer les coûts des réseaux de distribution à la production. Les sept pays restants facturent aux producteurs différents blocs de coûts (raccordement au réseau, renforcement du réseau, utilisation du réseau et pertes de réseau). Nous n'avons pas connaissance d'une simple prise en charge des coûts du côté de l'injection. La France (environ 2% des coûts) et l'Autriche sont les seules parmi nos voisins à appliquer ce que l'on appelle une «composante G». L'Italie et l'Allemagne ne taxent pas la production, à cette nuance près cependant qu'outre-Rhin, l'énergie soutirée par les pompes des centrales de pompage-turbinage est facturée au moyen d'une faible rémunération pour l'utilisation du réseau.

La Suisse s'est vite rendu compte que l'introduction d'une composante G empêcherait ses centrales de lutter à armes égales sur le marché international de l'électricité. Si les centrales suisses étaient taxées au moyen de rémunérations pour l'utilisation du réseau, les exploitants de centrales étrangères pourraient approvisionner les consommateurs finaux helvétiques bénéficiant d'un accès au marché à un prix plus avantageux que leurs homologues suisses.

C'est pourquoi la sphère politique a misé dès le départ sur une simple prise en charge des coûts du côté du soutirage, en intégrant toutefois à l'OApEI, pour éviter les situations difficiles (p. ex. réseaux comprenant un grand nombre de centrales devant être financées par une poignée de consommateurs finaux), l'art. 16, al. 3, qui stipule que les surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs doivent être supportés par les producteurs.

→ Pour en savoir plus sur la composante G en Suisse, reportez-vous au document thématique 20 «Composante des générateurs».

3.3 Imputation des coûts

3.3.1 Principe de l'imputation des coûts conforme au principe de causalité

Il convient de saluer le principe actuellement en vigueur, selon lequel toutes les composantes de coûts dont la cause est clairement identifiable doivent être directement imputées aux personnes concernées (utilisateurs du réseau et bénéficiaires d'un raccordement à ce dernier) avant le report des coûts. Seuls les coûts non imputables individuellement doivent être intégrés au processus de report, ce qui incite les bénéficiaires d'un raccordement au réseau à choisir un point de raccordement avantageux.

¹ Network tariff structure for a smart energy system, document d'Eurelectric, mai 2013

3.3.2 Imputation des coûts pour les producteurs

En utilisant des termes tels que «disproportionnés» et «dans une mesure raisonnable», l'OApEI laisse une certaine marge de manœuvre en matière d'imputation des coûts du réseau aux producteurs. Des indications précises du législateur, à l'instar des dispositions relatives aux coûts de raccordement des installations en vertu de l'art. 7 LEnE (art. 2, al. 5 OEne) ou du contenu de l'ordonnance allemande concernant le raccordement des centrales électriques au réseau (KraftNAV)², sont inexistantes. L'AES a donc explicité ces exigences de manière subsidiaire dans différents documents de la branche.

La pratique actuellement en vigueur en matière de coûts de raccordement se base sur le principe de causalité et contient aussi des incitations appropriées favorisant la construction de nouvelles installations de production. L'art. 16, al. 3 OApEI permet aux GRD de facturer certains coûts du réseau de distribution aux producteurs, ce qui incite à construire une installation de production si possible à proximité des réseaux existants. De par le maintien systématique du modèle de soutirage, les producteurs paient uniquement les coûts de raccordement qu'ils ont engendrés, mais ils sont exemptés de la rémunération pour l'utilisation du réseau, indépendamment du niveau de réseau et de la capacité. L'AES a détaillé les modalités de mise en pratique dans la recommandation de la branche «Recommandation Raccordement au réseau (NA/RR) CH, édition 2013».

3.3.3 Imputation des coûts pour les dispositifs de stockage

La législation actuelle ne décrit pas la gestion des dispositifs de stockage d'énergie pour régler la rémunération pour l'utilisation du réseau, à l'exception des centrales de pompage-turbinage. La discussion de la LApEI s'est limitée à l'exemption des pompes de ces centrales (art. 4, al. 1, let. b LApEI).

Selon l'art. 14, al. 2 LApEI, les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent être versées par les consommateurs finaux. L'art. 4, al. 1 LApEI définit les consommateurs finaux comme des clients achetant de l'électricité pour leurs propres besoins. L'énergie qui est soutirée depuis le réseau, stockée puis réinjectée à une date ultérieure n'a pas été achetée pour la consommation propre. Si les différents flux d'énergie en lien avec un dispositif de stockage ne peuvent pas être distingués les uns des autres, la totalité de l'énergie soutirée doit être traitée comme de la consommation finale. Cela est en général valable pour des dispositifs de stockage avec raccordement de consommateurs finaux (p. ex. prosumers), dispositifs pour lesquels l'énergie stockée de façon intermédiaire pour la réinjection ne peut pas être distinguée de l'énergie stockée pour l'optimisation du profil de soutirage. Si l'énergie est soutirée depuis le réseau électrique sous une certaine forme et qu'elle est redistribuée sous une autre forme (p. ex. H₂, chaleur, etc.), cela est considéré, du point de vue du réseau électrique, comme de la consommation finale.

Si ces considérations concernent principalement la tarification, elles influent également sur l'imputation des coûts du réseau, car Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution concernés ne tiennent pas compte des profils de soutirage des centrales de pompage-turbinage lorsqu'ils déterminent la grille quantitative (puissance nette) pour le report des coûts. Afin d'éliminer les distorsions lors de ce dernier et de garantir l'égalité de traitement avec les centrales de pompage-turbinage, il faudrait par conséquent que le gestionnaire de réseau de distribution situé en amont ne prenne pas non plus en considération le profil de

² Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV). Cette ordonnance vise notamment à mettre en œuvre la directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

soutirage correspondant du dispositif de stockage lors de la définition des paramètres de report. Il convient toutefois de respecter le principe de proportionnalité (taille du dispositif de stockage).

Dans le modèle de soutirage, les coûts du réseau sont répartis entre les consommateurs finaux. Les dispositifs de stockage ne consomment pas d'énergie (hormis les pertes), mais restituent ultérieurement l'électricité soutirée. L'énergie soutirée du réseau, stockée et réinjectée plus tard sur le lieu du soutirage doit donc être exemptée du paiement des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Mais si l'énergie stockée est ensuite consommée dans une installation de consommation finale ou réinjectée à un autre endroit, elle doit être soumise à ces rémunérations. Il faut néanmoins examiner d'un peu plus près ce principe simple pour différentes applications.

a) Dispositifs de stockage pur (réinjection sur le réseau de l'ensemble de l'énergie soutirée, déduction faite des pertes)

La solution proposée par l'AES pour les dispositifs de stockage pur se fonde sur la pratique mise en œuvre pour les pompes des centrales de pompage-turbinage en vertu de la LApEI. Le propriétaire doit s'acquitter des coûts de raccordement selon le principe de causalité, et l'exemption des rémunérations pour l'utilisation du réseau incite à recourir aux dispositifs de stockage.

b) Formes mixtes (stockage de l'énergie soutirée en vue de sa consommation finale ultérieure = transfert, ou exploitation du dispositif de stockage sous une forme mixte pour la réinjection et la consommation finale)

Les formes mixtes permettent en général au consommateur final d'optimiser son profil de soutirage. Dans ce cas, conformément au modèle de soutirage, c'est tout au plus l'énergie réinjectée qui est d'ores et déjà exemptée du paiement des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Il est techniquement impossible d'exempter l'énergie soutirée du réseau du paiement de ces rémunérations, car on ne peut pas prévoir au moment du chargement dans le dispositif de stockage si, quand et avec quelle puissance cette énergie sera réinjectée sur le réseau. Les consommateurs ont toutefois la possibilité de gérer de manière optimale le dispositif de stockage avec l'installation photovoltaïque et la consommation propre, et ainsi de réduire les rémunérations pour l'utilisation du réseau. Par le biais de modèles de tarifs adaptés ou d'indemnisations pour les services-système fournis, les gestionnaires de réseau peuvent créer des incitations supplémentaires afin que les dispositifs de stockage soient utilisés d'une manière utile au réseau. Cela serait impossible en cas d'exemption forfaitaire du paiement des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

c) Dispositifs de stockage avec soutirage définitif de l'énergie électrique du réseau

Les formes de stockage dans lesquelles le courant est transformé en un autre agent énergétique sans générer à nouveau d'énergie électrique à partir de ce dernier au même point de raccordement ne doivent pas être considérées comme des dispositifs de stockage. C'est p. ex. le cas de la production de chaleur (électrothermie/power-to-heat, accumulateur de chaleur, réseau de chauffage à distance) ou d'hydrogène (mobilité, réseau de gaz), qui se comporte comme un consommateur final du point de vue du réseau électrique.

3.3.4 Imputation des coûts pour les consommateurs finaux

Le principe établi en Suisse du prélèvement de la **contribution de raccordement**, composée de la **contribution de raccordement au réseau** (principe de causalité) et de la **contribution aux coûts du réseau** (participation aux coûts de viabilisation), a fait ses preuves et cadre aussi avec l'imputation des coûts conforme au principe de causalité souhaitée par le législateur. Les contributions de raccordement au réseau créent des incitations en faveur d'une construction efficace du réseau, que ce soit par le biais du choix d'un point de raccordement avantageux et/ou du bon dimensionnement des raccordements. Les contributions aux coûts du réseau couvrent les coûts engendrés par la puissance commandée (et non utilisée), incitant ainsi à un dimensionnement modéré des nouveaux raccordements. Pour connaître les tenants et les aboutissants, ainsi que les instructions concernant la mise en pratique, veuillez consulter la «Recommandation Raccordement au réseau – NA/RR – CH, édition 2013» de l'AES.

La loi interdit une facturation répétée des contributions aux coûts du réseau versées via les tarifs d'utilisation du réseau, dans la mesure où les coûts facturés individuellement doivent être exclus.

Il n'y a pas lieu de s'écarter de la pratique de l'imputation des coûts mise en œuvre et établie pour les consommateurs finaux.

3.4 Report des coûts

3.4.1 Description

Le report (ou ventilation) des coûts désigne le mécanisme permettant de répartir entre les groupes d'utilisateurs du réseau raccordés à un GRD (gestionnaires de réseau situés en aval ou consommateurs finaux raccordés à leur propre réseau) les coûts du réseau imputables restant après l'imputation. Ces coûts sont facturés aux consommateurs finaux directement raccordés et aux gestionnaires de réseau en aval en fonction des paramètres prescrits par la loi. Il s'agit là d'une méthode répandue et transparente dans le cadre d'un modèle de point de raccordement incluant une prise en charge des coûts du côté du soutirage afin de répercuter les coûts du réseau non imputables individuellement de la manière la plus conforme possible au principe de causalité, via les niveaux de réseau en cascade.

La négociation des paramètres du report dans le processus politique a débouché sur un compromis visant à répartir équitablement les coûts sur les réseaux en aval. Cette solution diffère de la tarification dans laquelle, outre la répartition des coûts, il faut inciter de façon ciblée à adopter un comportement utile au réseau. Les tarifs actuels ne sont pas conformes au principe de causalité ni ne créent les incitations nécessaires. Bien qu'elle soit pertinente, une composante fondée sur l'énergie brute serait irréalisable sur le plan politique. C'est pourquoi, au niveau des tarifs, l'accent est mis sur la puissance nette.

3.4.2 Pratique actuelle

À l'art. 16, al. 1 OApEI, le législateur stipule qu'il faut reporter les coûts à hauteur de 30% sur la base de l'énergie brute et à hauteur de 70% sur la base de la puissance nette. L'**énergie brute** représente l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux directement raccordés au réseau ou raccordés à des réseaux en aval. Quant à la **puissance nette**, elle désigne le flux de charge effectif entre le niveau de réseau concerné et le niveau de réseau en aval ainsi que les consommateurs finaux et réseaux de distribution de tiers raccordés au niveau de réseau, c'est-à-dire une grandeur directement mesurée physiquement. La moyenne des douze puissances mensuelles maximales (valeurs par quart d'heure) de la

puissance nette dans le sens du soutirage (top-down) entre deux GRD voisins est déterminante pour le report. Le système actuel ne tient pas compte d'une éventuelle inversion du flux de charge (du niveau de réseau inférieur au niveau de réseau supérieur), autrement dit il n'y a aucune valeur de puissance négative dans le report.

Dans le cadre d'une évaluation globale, ce modèle a fait ses preuves depuis l'entrée en vigueur de la LApEI et est désormais fiable. Les imprécisions et les différences d'interprétation ont été clarifiées par décision de l'EICom ou par voie judiciaire. Les relevés de données mis en place pour les paramètres de report ont en outre fortement contribué à accroître la transparence, l'exactitude et l'intelligibilité des flux de charge et des grilles quantitatives dans les réseaux suisses de distribution (p. ex. qualité des statistiques helvétiques de l'électricité).

3.4.3 Alternatives au modèle de report existant

Dans la vue d'ensemble des mesures relative au premier train de révision de la LApEI (document de l'OFEN du 12 décembre 2016), l'OFEN recommande de relever de 70% à 90% la part de puissance dans le cadre du report des coûts. La raison avancée est que les coûts du réseau présentent surtout un caractère fixe. Bien que ce motif soit recevable, l'AES estime qu'augmenter la part de puissance alors que la mesure de cette dernière demeure inchangée (moyenne des douze puissances mensuelles maximales) n'est pas la bonne solution. Le gestionnaire doit planifier et construire les réseaux de façon à ce qu'ils puissent transporter en toute sécurité la charge de pointe absolue, et pas uniquement les puissances mensuelles maximales respectives. Le recours à la charge annuelle maximale rend beaucoup mieux compte de la cause au sein des réseaux de distribution. Un renforcement de la part de puissance devrait par conséquent au moins aller de pair avec l'utilisation de la puissance annuelle maximale telle qu'exigée par la branche à de multiples reprises avant la LME et la LApEI et appliquée depuis des années, notamment en Allemagne. Une telle exigence se heurte toutefois à une résistance massive de la part des régions touristiques dont la population varie de façon saisonnière (stations de sports d'hiver en particulier).

L'AES a toujours considéré le **principe du volume d'énergie brut** comme un modèle d'assurance, car il permet d'intégrer aussi aux paramètres de report des quantités d'énergie qui ne sont absolument pas soutirées du réseau en amont et qui ne peuvent pas non plus être saisies par le principe de la puissance nette. Ainsi, les GRD qui, du fait d'une production importante sur leur propre réseau ou sur le réseau sous-jacent, ne se voient imputer qu'une faible quantité des coûts des réseaux en amont par le biais de la composante de puissance prendront eux aussi en charge une certaine partie de ces coûts. Le passage au **principe du volume d'énergie net** neutraliserait complètement cet effet, supprimerait le caractère d'assurance du réseau en amont et renforcerait uniquement l'incidence du principe de la puissance nette.

Dans le cadre de la **prise en compte des quantités absolues dans le principe du volume d'énergie net** définie par l'OFEN (l'énergie reprise entre les niveaux de réseau est ajoutée à l'énergie soutirée), l'effet net précité est certes quelque peu atténué lorsque des quantités considérables d'énergie sont réinjectées d'un niveau de réseau vers le niveau de réseau en amont. Mais il n'en demeure pas moins qu'avec une bonne gestion de la puissance et de l'énergie, les réseaux peuvent se soustraire en grande partie à la prise en charge des coûts imposée aux réseaux en amont même dans le cadre du modèle prenant en compte les quantités absolues dans le principe du volume d'énergie net, ce qui va à l'encontre à la fois du principe de solidarité et du principe de causalité. Un autre inconvénient réside dans le fait que cette méthode exige désormais le paiement de coûts injustement élevés de la part des réseaux dont les centrales présentent une

injection supérieure à la moyenne comparée à la consommation (notamment réseaux moyenne tension le long des cours d'eau importants sur le Plateau).

L'imputation de coûts des réseaux en amont sur les réseaux de moyenne tension avec une grosse production serait plus forte dans le cas de la réinjection d'énergie lors de l'application du principe du volume d'énergie net, sans que ces réseaux de moyenne tension les aient engendrés. À l'inverse, les réseaux de haute tension avec une grosse production et une grosse consommation dans leur propre réseau seraient dans ce cas déchargés, bien que le réseau en amont doive toujours être en mesure d'approvisionner les clients finaux en cas de défaillance de la production. Un passage au principe du volume d'énergie net ne serait par conséquent pas approprié et irait à l'encontre du principe de causalité.

Les mesures proposées par l'OFEN (90% de la puissance nette sur la base des puissances mensuelles maximales et prise en compte des quantités absolues dans le principe du volume d'énergie net) ne comblent par conséquent absolument pas les lacunes de la LAPeI. Pour garantir un report des coûts conforme au principe de causalité, il faudrait plutôt utiliser dans la composante d'énergie le pic annuel de puissance et l'énergie consommée par tous les consommateurs finaux.

4. Bilan

Il n'y a aucune raison impérative d'abandonner, dans les prochaines années, le modèle éprouvé de point de raccordement incluant une prise en charge des coûts du côté du soutirage par les consommateurs finaux. Cette prise en charge a elle aussi fait ses preuves et devrait donc être maintenue. Une taxation des installations de production pénaliserait les centrales dans le négoce international sans que les consommateurs finaux puissent bénéficier d'une réduction des coûts totaux.

Imputation des coûts aux utilisateurs du réseau et aux bénéficiaires d'un raccordement à ce dernier

L'AES plaide en faveur du maintien des contributions de raccordement au réseau pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau et des contributions aux coûts du réseau pour les consommateurs finaux.

Report des coûts

Le modèle de report en l'état actuel ne doit pas être modifié. Il est établi et accepté par tous, et les infrastructures du système y sont adaptées. Il constitue un compromis équilibré entre les intérêts des zones présentant une faible injection de la production et ceux des zones affichant une forte injection de cette dernière. Étant donné que les coûts du réseau sont principalement dus à la puissance soutirée, il faut continuer à prendre en compte la puissance nette à hauteur de 70% pour le report.

En revanche, la prise en compte des quantités absolues dans le principe du volume d'énergie net³ proposée par l'OFEN, combinée à la puissance mensuelle maximale, viole le principe d'un report des coûts entre les niveaux de réseau le plus conforme possible au principe de causalité, car les consommateurs finaux situés dans une zone de desserte disposant d'installations de production importantes supporteraient davantage les coûts des réseaux en amont sans les avoir engendrés.

³ Projet de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité dans le cadre de la révision de la LAPeI

Cadre légal initial

- LApEI (état au 1^{er} juin 2015)
- OApEI (état au 1^{er} janvier 2016)

Études/rapports

- Document thématique 4 «Structure des prix de réseau» de l'AES du 30 juillet 2014
-

Renseignements

Olivier Stössel

Téléphone: 062 825 25 51

E-mail: olivier.stoessel@strom.ch

Association des entreprises électriques suisses

Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.electricite.ch