

Matthias Gysler
Chef suppléant de la division Economie
Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Le 25 août 2014

Niklaus Mäder, numéro direct +41 62 825 25 28, niklaus.maeder@electricite.ch

Reprise de la révision de la LApEI – Propositions de modification

Monsieur,

Lors de la séance inaugurale du groupe de travail sur la LApEI, l'Office fédéral de l'énergie a appelé les participants à formuler des propositions de fond pour relancer la révision de cette loi. Nous sommes heureux de mettre à profit cette possibilité, grâce au délai aimablement prolongé jusqu'au 31 août 2014.

Dans notre courrier du 19 juin 2014, nous avons déjà livré notre point de vue global concernant la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Nous nous permettons ici d'attirer votre attention sur les idées évoquées dans cette lettre. Dans un premier temps, nous exposerons une réflexion générale sur la révision de la LApEI, puis nous présenterons des réglementations essentielles qui ne doivent être ni modifiées, ni durcies. Nous aborderons ensuite les besoins ponctuels d'adaptation de la LApEI, avant de citer concrètement les ajustements à envisager au niveau de l'ordonnance, indépendamment d'un amendement de la loi.

1. Caractère superflu d'une révision complète

Comme l'expliquait notre courrier du 19 juin 2014, la législation actuelle permet d'atteindre les objectifs de la LApEI, à savoir un approvisionnement énergétique sûr et un marché de l'électricité compétitif. Il n'est donc pas nécessaire de revoir de fond en comble cette loi, ce qui engendrerait des incertitudes juridiques et des mesures réglementaires inutiles. Or, le secteur de l'électricité, qui se caractérise par des investissements élevés et durables, a justement besoin d'un cadre légal prévisible et stable.

Il faut notamment conserver les modèles de régulation relatifs au calcul des recettes liées au réseau et à la métrologie, et renoncer à aller plus loin dans la séparation de l'information. Nous reviendrons en détail sur ces éléments par la suite. Les recommandations de l'AES apparaissent toujours en début de chapitre et sont mises en valeur par un surlignage.

1.1 Régulation incitative et qualitative

Maintenir l'actuel modèle de régulation sur le calcul des recettes liées au réseau

Les bouleversements à l'œuvre sur le marché européen de l'électricité et la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération exigent d'importants investissements dans le domaine des réseaux. L'actuel modèle de régulation sur le calcul des recettes liées au réseau permet de relever ce défi; en revanche, le passage à un modèle incitatif aurait pour conséquence de freiner les investissements.

Depuis l'introduction du modèle de régulation actuel, on constate de manière empirique une baisse des coûts d'exploitation soumis à l'influence des gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Cela prouve que les dispositions actuelles de la LApEI portent leurs fruits. En outre, l'EICoM va bientôt compléter le modèle actuel par la régulation «Sunshine», qui permettra d'établir des comparaisons entre les GRD à partir de divers indicateurs. Les résultats obtenus feront l'objet d'une publication, ce qui incitera les GRD à se montrer encore plus efficaces.

Les investissements dans les réseaux électriques nécessitant une longue période d'amortissement, il importe de garantir une certaine continuité en matière de régulation, ainsi qu'un haut niveau de sécurité juridique. Depuis son entrée en vigueur en 2009, la régulation des recettes liées au réseau a été précisée par de nombreuses décisions de l'EICoM, et elle s'est entretemps stabilisée. Dans l'ensemble, elle offre ainsi une certaine sécurité juridique. Si l'on passait à une régulation incitative, il faudrait réviser en profondeur le cadre juridique, pour la deuxième fois en l'espace de quelques années seulement.

Par ailleurs, les expériences menées dans divers pays de l'UE prouvent que les modèles de régulation incitative sont difficiles à mettre en œuvre. Non seulement ils peuvent engendrer de longs contentieux juridiques, mais ils augmentent considérablement le volume de travail administratif.

1.2 Séparation de l'information

S'abstenir d'introduire des directives supplémentaires en matière de séparation de l'information

L'actuelle séparation des activités garantit le bon fonctionnement du marché. Ainsi, les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites, les informations économiques sensibles obtenues dans le cadre de l'exploitation ne doivent pas être utilisées dans d'autres domaines et la comptabilité des réseaux de distribution doit être séparée de celle des autres secteurs. Il faut élaborer, pour chaque réseau, des comptes annuels et une comptabilité analytique distincts, et soumettre chaque année cette dernière à l'EICoM. Il n'est donc pas nécessaire d'édicter des directives plus contraignantes en matière de séparation des activités.

La Stratégie énergétique 2050 prévoit de resserrer les liens entre la production, les réseaux, le stockage et la consommation. Pour élaborer des solutions efficaces, il faudra renforcer non pas la séparation des activités, mais la coordination entre les différents maillons de la chaîne de valeur dans le secteur de l'électricité. Le traitement séparé de l'information visé à l'art. 10, al. 2, LApEI présente déjà des divergences avec les exigences formulées dans la Stratégie énergétique 2050. Des directives supplémentaires sur la séparation des activités engendreraient par ailleurs un volume de travail démesuré sur le plan administratif.

1.3 Métrologie

Continuer à confier au gestionnaire de réseau la responsabilité de la métrologie et ne pas libéraliser ce domaine

Lors de l'ouverture partielle à la concurrence, les gestionnaires de réseau ont démontré qu'ils étaient en mesure d'utiliser la métrologie à des fins comptables, conformément aux impératifs stricts du marché libéralisé. Les efforts déployés par d'autres pays pour libéraliser les points de mesure ont engendré des coûts extrêmement élevés (mise en œuvre inefficace et multiplication des interfaces). La Suisse doit en tirer les conclusions qui s'imposent et s'abstenir de libéraliser la métrologie.

Cela vaut tout particulièrement pour les *smart meters*: simples instruments de mesure au départ, les compteurs évoluent pour proposer des fonctions comparables à celles des systèmes de conduite du réseau. Il est donc judicieux de réunir pilotage du réseau et processus de mesure en un même système, méthode qui fait d'ores et déjà ses preuves au sein de certaines régies municipales. Les futurs défis liés aux *smart grids* et au caractère de plus en plus aléatoire des injections ne pourront être relevés efficacement que si la métrologie est placée, dans chaque zone de desserte, sous la responsabilité d'une instance unique: le gestionnaire de réseau local.

2. Modifications ponctuelles

Comme nous l'évoquions dans notre courrier du 19 juin 2014, des modifications ponctuelles suffiraient à combler de manière ciblée les derniers vides juridiques, à mettre en place de légères améliorations et à procéder aux ajustements nécessaires face à l'évolution des conditions-cadre du secteur de l'électricité. Les modifications ponctuelles qui s'imposent sont détaillées ci-après.

2.1 Coûts imputables au réseau

Faire en sorte que la Commission fédérale de l'électricité, en validant une variante de projet présentée dans le cadre d'une procédure d'approbation des plans, reconnaisse le caractère approprié et nécessaire de ladite variante

La sécurité de planification et d'investissement joue un rôle majeur pour les gestionnaires de réseau. Une variante de projet définie dans le cadre d'une longue procédure d'approbation des plans répond forcément à un besoin et à une nécessité. Il ne faut pas que l'autorité de régulation puisse remettre en cause cette décision, ce qui engendrerait des doublons nuisant à l'efficacité.

Définir en concertation avec le secteur de l'électricité des critères clairs pour calculer les coûts imputables au câblage souterrain

Les citoyens demandent régulièrement que les lignes électriques soient enfouies pour préserver le paysage ou se protéger du rayonnement électromagnétique. Cependant, ces exigences peuvent créer des conflits d'objectifs avec la rentabilité du réseau. La pratique juridique actuelle, qui consiste à ne reconnaître le surcoût engendré que si le câblage souterrain est imposé par un tribunal, entraîne des retards dans la construction des lignes. Il faut donc définir des critères législatifs clairs sur le calcul des coûts imputables à l'enfouissement de ces dernières. La coopération avec le secteur de l'électricité au sens du principe de subsidiarité visé à l'art. 3 LApEI garantit la définition de critères appropriés et réalisables. Ces derniers facilitent le développement du réseau, régulièrement retardé par des plaintes, et améliorent la sécurité juridique des gestionnaires. Etant donné la lenteur actuelle des procédures d'autorisation de câblage et la nécessité urgente de résoudre les problèmes d'approvisionnement, il est impératif d'accélérer la construction du réseau.

En concertation avec le secteur de l'électricité, définir des critères clairs pour calculer les coûts imputables aux solutions intelligentes dans le domaine des réseaux (en particulier les *smart grids* et les *smart meters*)

La production d'électricité sera bientôt soumise à des fluctuations plus importantes, en raison notamment de la part croissante des sources aléatoires telles que le soleil ou le vent. Il convient entre autres de mener une politique tarifaire incitative pour que les clients adaptent davantage leur consommation à la production. Face à ces évolutions, il faut recourir, dans le domaine des réseaux, à des solutions innovantes plus nombreuses telles que les *smart grids* et les *smart meters*. C'est pourquoi la loi doit formuler des critères clairs pour le calcul des coûts imputables à ces équipements. Cela renforcera la sécurité juridique, créant ainsi un cadre plus propice aux investissements dans ce domaine. La coopération avec le secteur de l'électricité au sens du principe de subsidiarité visé à l'art. 3 LApEI garantit la définition de critères appropriés et réalisables.

2.2 Modèle de l'approvisionnement en électricité garanti

Les modifications apportées au modèle de l'approvisionnement en électricité garanti ne peuvent pas être considérées indépendamment de la libéralisation complète du marché: les deux premiers amendements de la loi ne doivent être mis en œuvre que si cette dernière est effective. Le troisième doit être appliqué dans tous les cas, mais, à défaut d'une libéralisation complète du marché, il doit être ancré sous «obligation de fourniture pour les consommateurs captifs» à l'article 6 de la LApEI.

Renoncer à la régulation tarifaire prévue pour le modèle de l'approvisionnement en électricité garanti

Une régulation tarifaire se justifierait éventuellement en cas de position dominante d'un fournisseur du modèle de l'approvisionnement en électricité garanti (MAG), position qui permettrait d'imposer des prix abusifs. Cependant, une telle situation n'est pas avérée, car les fournisseurs du MAG s'autorégulent sous peine de voir leurs clients les quitter pour un concurrent. Des sites web dédiés permettent en effet de comparer aisément les tarifs. La grande transparence des prix et le nombre élevé de fournisseurs d'électricité assurent une concurrence efficace en Suisse.

Inscrire dans la loi que les clients ne puissent pas quitter le modèle de l'approvisionnement en électricité garanti plus d'une fois par an

Les tarifs doivent être fixés un an à l'avance dans le modèle de l'approvisionnement en électricité garanti. En contrepartie, le consommateur d'électricité doit s'engager pour un an. Cela permet de faire converger les échéances des tarifs fixes et de l'engagement du client. Ainsi, le consommateur final est protégé pendant un an de fluctuations imprévisibles des prix. De son côté, le fournisseur de base peut mieux anticiper les ventes d'électricité pour l'année à venir. Une loi ne prévoyant aucune convergence des échéances contraindrait le fournisseur d'électricité à prendre des risques excessifs.

Autoriser explicitement le gestionnaire de réseau de distribution à déléguer à des tiers les missions liées au modèle de l'approvisionnement en électricité garanti

Selon l'art. 7 LApEI, les gestionnaires de réseau de distribution doivent assurer l'approvisionnement en électricité garanti. Pour des raisons de rentabilité, il serait souvent judicieux de déléguer cette mission

de fournisseur du MAG à des tiers. Cette possibilité serait d'autant plus souhaitable qu'elle permettrait de lever des barrières réglementaires superflues pesant sur l'organisation des entreprises. Ainsi, les gestionnaires de réseau pourraient par exemple décider d'assurer l'approvisionnement en électricité garanti par l'intermédiaire d'une filiale ou d'une société partenaire.

L'AES estime qu'il serait d'ores et déjà envisageable de déléguer certaines missions des GRD, s'il existait une loi claire sur la question. Pour améliorer la sécurité juridique, il importe d'élaborer une réglementation permettant explicitement aux fournisseurs du MAG d'externaliser certaines missions. Les GRD n'en assumeraient pas moins leurs responsabilités, y compris en cas d'externalisation.

2.3 Renforcements du réseau pour les injections au sens des articles 7, 7a et 7b LEn

Ancrer dans la loi le recouvrement des coûts inhérents aux renforcements nécessaires du réseau, actuellement régi par une ordonnance

Pour asseoir sur une base juridique plus solide le recouvrement des coûts inhérents aux renforcements du réseau, il faut que les dispositions correspondantes figurent dans une loi, et non dans une simple ordonnance comme c'est actuellement le cas.

Financer les renforcements du réseau non pas dans le cadre des prestations de services-système, mais au titre de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC)

Recourir aux prestations générales de services-système pour financer les renforcements nécessaires du réseau pourrait constituer un nouveau moyen déguisé d'encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, en dehors du cadre de la RPC. Pour des raisons de transparence, il convient de financer ces opérations par l'intermédiaire de la RPC.

2.4 Coordination de la collecte de renseignements (art. 25 LApEI)

En dehors de toute enquête, obliger les administrations à coordonner la collecte de données

La quantité de données collectées par l'administration ne cesse d'augmenter, ce qui alourdit excessivement les tâches administratives des fournisseurs d'électricité. Pour éviter les doublons, il faut obliger les administrations à coordonner la collecte de données en dehors de toute enquête.

3. Révision de l'OApEI

Au-delà des amendements législatifs évoqués, il importe de procéder à des modifications au niveau de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. Cela pourrait se concrétiser rapidement, indépendamment d'une révision de la LApEI. Les ajustements ne pouvant pas être effectués à court terme devront intervenir lors de la révision législative prévue.

3.1 Suppression du malus pour l'évaluation synthétique des réseaux (art. 13, al. 4, dernière phrase OApEI)

Permettre aux gestionnaires de procéder à l'évaluation synthétique des réseaux sans malus, même s'ils ne sont plus en mesure de produire les justificatifs des coûts initiaux d'acquisition ou de revient

Avant l'entrée en vigueur de la LApEI, en 2008, les gestionnaires de réseau n'étaient pas tenus de conserver les factures relatives aux coûts d'exploitation et de capital au-delà de la durée légale d'archivage (art. 747 CO pour les sociétés anonymes). Il serait donc irréaliste de supposer que les propriétaires de réseau aient conservé des documents comptables originaux vieux de plusieurs décennies. En outre, aucune raison économique ne justifie un malus pour l'évaluation synthétique des réseaux. Si, dans des cas justifiés, un gestionnaire de réseau utilise tous les éléments à sa disposition pour évaluer les valeurs synthétiques d'acquisition ou de revient d'une installation, conformément à l'indice jugé approprié par l'EICoM, il n'y a pas lieu de le sanctionner. Il faut donc abroger la dernière phrase de l'art. 13, al. 4, OApEI.

3.2 Tarif d'utilisation du réseau en fonction de la puissance (art. 18 OApEI)

Permettre aux gestionnaires d'intégrer aux tarifs d'utilisation du réseau davantage d'éléments liés à la puissance

Selon l'art. 14, al. 3, let. A, LApEI, les tarifs d'utilisation du réseau doivent refléter les coûts imputables aux consommateurs finaux. Ce principe de causalité des coûts, inscrit dans la loi, favorise une utilisation efficace des infrastructures. Le dimensionnement d'un réseau est déterminé essentiellement par la puissance maximale à fournir, car il faut assurer un approvisionnement fiable en électricité même durant les pics de consommation. La puissance nécessaire engendrant des coûts au niveau du réseau, les tarifs d'utilisation de ce dernier sont fixés en fonction du profil d'acquisition de chaque client, conformément au principe de causalité. La disposition de l'art. 18, al. 2, OApEI, qui entrave largement l'application de ce principe, doit être supprimée.

3.3 Renforcements du réseau pour les injections au sens des articles 7, 7a et 7b LENE (art. 22, al. 3, OApEI)

Indemniser les coûts inhérents aux solutions intelligentes au lieu des classiques renforcements du réseau

Sous sa forme actuelle, l'OAPEI donne une définition réductrice des coûts recouvrables. Il est à craindre que l'EICoM n'y inclue pas les solutions intelligentes, pourtant meilleur marché que les mesures classiques de renforcement du réseau. C'est pourquoi des solutions intelligentes plus avantageuses sont comptabilisées dans les coûts généraux imputables au réseau et facturées au consommateur final. A l'inverse, les dépenses inhérentes à d'onéreuses mesures de renforcement du réseau font l'objet d'une répartition solidaire entre tous les consommateurs de Suisse, par le biais des prestations de services-système. Il faut remédier à cette situation, susceptible de favoriser des solutions inefficaces.

Simplifier la procédure d'indemnisation des coûts peu élevés de renforcement du réseau

En l'état actuel des choses, le calcul et le versement des indemnités liées aux coûts de renforcement du réseau sont étudiés au cas par cas, indépendamment de la taille de l'installation de production. Les procédures de remboursement engagées pour des frais de renforcement relativement faibles sont ainsi inefficaces et chronophages; elles engendrent en outre un volume de travail et des coûts supplémentaires considérables pour les gestionnaires de réseau. Il s'agit donc de simplifier ces procédures.

Dans le cadre du remboursement des coûts de renforcement du réseau, indemniser aussi les frais de procédure

La réglementation relative à la mutualisation des coûts de renforcement du réseau vise à répartir uniformément les charges liées à la promotion des énergies renouvelables entre les utilisateurs du réseau en Suisse. Les frais de procédure des gestionnaires de réseau faisant partie des coûts de renforcement, ils doivent être indemnisés au même titre que ces derniers.

Nous vous remercions par avance de l'intérêt que vous porterez à nos propositions, et nous avons hâte de mettre en place une coopération constructive en vue d'une révision efficace de la LApEI. Nous restons à votre disposition pour toute question complémentaire et vous prions d'agréer, Monsieur, nos salutations les meilleures.

Michael Frank
Directeur

Stefan Muster
Responsable Economie et Régulation