

Révision de la LApEI, janvier 2019

Prise de position détaillée du canton de Vaud

1) Conditions cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base

Depuis l'entrée en vigueur de la LApEI (Loi sur l'approvisionnement en électricité) en 2008, le marché est uniquement libéralisé pour les clients consommant plus de 100 MWh/an. Initialement, cette libéralisation partielle ne devait durer que 5 ans avant une ouverture complète. Or ce marché semi-libéralisé a créé des inégalités et des distorsions entre les acteurs de la branche et entre les différentes catégories de consommateurs, captifs et éligibles. Les producteurs hydroélectriques sans clients finaux sont pénalisés par rapport à ceux qui en disposent; les PME dont la consommation en électricité est inférieure à 100 MWh souffrent d'un désavantage concurrentiel par rapport à celles ayant accès au marché libre. Les petits consommateurs (ménages et PME) sont liés aux offres proposées par leur GRD (gestionnaire de réseaux de distribution).

Le secteur électrique et particulièrement la grande hydraulique doivent faire face à un environnement en transition rapide : transition numérique (smart-grids, multiplication des données,...), décentralisation rendue possible par la digitalisation, nouvelles énergies renouvelables (NER) en progression, etc. Ces phénomènes offrent de nouvelles perspectives. La transition numérique associée à la décentralisation des productions amènera de grands changements dans un secteur habitué à une gestion centralisée. La flexibilité de l'hydroélectricité notamment pourra être beaucoup mieux valorisée dans un environnement numérique (gestion en temps réel). Les sociétés électriques devront, dans les prochaines années, s'adapter à cette nouvelle donne, indépendamment de l'ouverture complète du marché.

Avantages théoriques de l'ouverture du marché

L'ouverture complète du marché permettrait de supprimer une partie des distorsions intrinsèques au marché suisse semi-libéralisé, sans corriger, malheureusement, les distorsions de fond du marché européen de l'électricité dans lequel le charbon est le « price setter ». L'ouverture du marché pourrait également contribuer à établir une partie des conditions-cadres nécessaires à la modernisation du secteur électrique : transition numérique, décentralisation, nouvelles énergies renouvelables (NER), développement de nouveaux produits, etc.

L'implantation de smart-grids permettra également de nouvelles opportunités et des innovations telles que les tarifications dynamiques qui favorisent les économies d'énergie, l'efficacité énergétique et la rétribution des pointes à leur juste prix (rémunération de la flexibilité, particulièrement intéressante pour l'hydroélectricité). Ces phénomènes offrent de nouvelles perspectives aux acteurs de la branche. La branche électrique s'adapterait à la mutation de ce secteur, mutation pro-

fonde qui ne fait que commencer. Selon le message, l'ouverture faciliterait également la capacité d'innovation et d'adaptation (technique, produit, autonomie, communauté de consommateurs, stockage, gestion de la demande, etc.) dans un secteur en pleine mutation et avec un potentiel de croissance très important. Nous estimons néanmoins que ces innovations peuvent être favorisées sans ouvrir complètement le marché, notamment en adaptant les dispositions réglementaires concernées.

Les petits consommateurs finaux seraient gagnants sur le plan des offres, du choix de leur énergie et des services associés en y perdant en terme de simplicité et de tranquillité. En terme de prix, seuls les tarifs des PME, et non pas ceux des ménages, pourraient baisser.

Désavantages réels de l'ouverture du marché

Ouvrir complètement le marché suisse de l'électricité revient à rejoindre le marché européen de l'électricité. Or ce marché est biaisé et ne fournit actuellement pas de signaux de prix en phase avec la transition énergétique. Malgré une légère évolution à la hausse ces derniers mois, les prix restent encore fortement influencés par les coûts marginaux de production d'électricité à base de charbon, de nucléaire ou encore renouvelables fortement subventionnée. L'hydroélectricité suisse, pilier de la stratégie énergétique suisse, est, artificiellement, marquée par des coûts fixes très élevés et n'est pas compétitive face à ces productions, en particulier le charbon «favorisé» notamment par les trop faibles prix des certificats CO2. Il y a donc une grande distorsion de concurrence entre ces production, en défaveur des objectifs tant de la stratégie énergétique 2050, plébiscitée par 72.5% des Vaudoises et Vaudois en mai 2017, que des objectifs de la politique climatique. Dans ce cadre, une ouverture complète du marché aboutirait à rendre impossible l'atteinte des objectifs énergétiques voulus par la population suisse.

Nous signalons enfin que les coûts engendrés par la gestion des utilisateurs (marketing, changements de fournisseurs, etc) pourraient annuler les éventuelles baisses de prix de l'énergie pour les petits consommateurs.

Accord avec l'UE européenne sur l'électricité

L'accord avec l'UE sur le marché de l'électricité faciliterait l'accès au marché européen pour les producteurs suisses, marché vital pour les gros producteurs helvétiques, en particulier pour l'énergie hydroélectrique très flexible. Si le couplage du marché suisse au marché européen contribuerait à faciliter l'exportation de l'électricité produite en Suisse, il faut garder à l'esprit que, comme mentionné plus haut, l'énergie disponible à bas prix sur le marché européen occupe une place prépondérante dans les difficultés rencontrées par les producteurs suisses.

Pour les raisons développées ci-dessus le canton de Vaud n'est donc pas favorable à la modification proposée et demande le maintien de l'art. 6 actuel de la LApEI.

Dans le cas où le marché serait ouvert, malgré les oppositions marquées, les modalités prévues pour l'approvisionnement de base des petits consommateurs ne sont pas satisfaisantes et doivent être adaptées.

2) Société nationale du réseau de transport (Swissgrid)

Le processus de vente des actions Swissgrid par Alpiq a montré que la question des droits de préemption n'était pas suffisamment définie dans la législation actuelle. **C'est pourquoi nous soutenons les modifications des articles 18 al. 4 et 5. Nous demandons également que le projet examine et clarifie le cas des droits de préemption et les dispositions prévus dans la convention d'actionnaires de Swissgrid (Aktionnärbindungsvertrag)** afin de vérifier que les droits de préemption prévus par la convention d'actionnaires soient conformes à la réglementation proposée (c'est-à-dire que la convention d'actionnaires ne restreigne pas les droits des titulaires prévus par la LApEI). En cas de non-conformité, les dispositions prévues par la convention d'actionnaires ne doivent pas s'appliquer. Cas échéant, ce point doit être précisé dans le texte légal.

Enfin **nous saluons expressément les passages du rapport explicatif (pages 75 et 76) relatifs aux acteurs assimilables à un canton ou à une commune.** Il est éminemment souhaitable que de tels acteurs appartenant à la sphère étatique reçoivent un droit de préemption (selon l' «idée directrice du contrôle directe ou indirect par les cantons et communes »). Nous approuvons spécialement le paragraphe (en bas de page 76) relatif **aux caisses de pensions publiques dans le cadre des cas de préemption.**

Nous soutenons également la modification de l'art. 18, al. 7 concernant l'indépendance des administrateurs Swissgrid. En effet, il est nécessaire que la direction et le Conseil d'administration soient indépendants de toute entreprise active dans le domaine de l'électricité, notamment parce que Swissgrid devra organiser les appels d'offres pour la réserve stratégique. Si des membres de sociétés productrices (BKW, Axpo, etc.) siègent au CA de Swissgrid, nous estimons qu'il sera difficile, même avec les meilleures règles de récusation, de garantir la parfaite neutralité des appels d'offres ou de s'assurer que des informations sensibles ne soient pas transmises. Le canton de Vaud soutient donc la proposition du Conseil fédéral et estime que les difficultés à recruter des personnes compétentes ne sera pas insurmontable.

3) Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges dans un marché de l'électricité ouvert

Nous soutenons intégralement la prise de position exprimée par l'EnDK sur ce sujet.

Nous demandons en plus que les cantons puissent avoir accès au centre de données afin de disposer des données cantonales utiles au suivi et à la planification de leurs politiques énergétiques. Les dispositions pourraient s'inspirer de l'art.99 OEnEr.

4) Modalités de la réserve de stockage

Nous approuvons la constitution de cette réserve stratégique et ses modalités de mise en œuvre, y compris la possibilité de fixer des plafonds. Cette réserve de stockage est un instrument visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en prévision de périodes tendues.

En revanche, nous pensons que cet instrument ne permettra pas de susciter des investissements à long terme dans des infrastructures de stockage de nature saisonnière pour lesquels des instruments de soutien spécifiques devraient être mis en place.

5) Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en terme d'efficacité – compétences Elcom

Nous sommes favorables à la transition vers la régulation Sunshine. Elle crée une meilleure base de comparaison des coûts, plus transparente, pour les clients finaux et permettra d'intensifier la pression sur la conception et l'exploitation du réseau en termes d'efficacité et d'efficience grâce à la publication des données. Nous soutenons la compétence du Conseil fédéral, si nécessaire, pour soumettre également un projet pour l'introduction d'une régulation incitative à l'Assemblée fédérale. Nous partons toutefois du principe que les effets de la régulation Sunshine ne se feront sentir qu'à moyen terme étant donné qu'une part significative des coûts résulteront des conséquences liées aux investissements dans l'infrastructure et que cela évoluera seulement lentement. Par ailleurs, des coûts supplémentaires seront engendrés par de nouveaux besoins dans l'exploitation du réseau ainsi que par le Smart-Meter-Rollout. C'est pourquoi nous pensons qu'une amélioration du rapport coût-efficacité ne doit pas être assimilée à une baisse des tarifs du réseau.

6) Rémunération pour l'utilisation du réseau

Le système de timbre actuel est prévu pour une distribution centralisée de l'énergie. Avec le développement des productions décentralisées, ce système appliqué sur l'ensemble des niveaux de tension n'est plus adéquat. Par conséquent, **nous souhaitons que la nouvelle législation mette en œuvre des dispositions permettant de ne facturer qu'un timbre partiel (timbre régional par exemple) dans certaines situations.** En effet, on constate, dans certains cas, qu'il serait nécessaire de réaliser un réseau parallèle au réseau existant pour pouvoir créer une communauté d'autoconsommateurs avec une partie de bâtiments existants et déjà alimenté par un GRD. Un tel dédoublement de l'infrastructure n'est pas efficient du point de vue économique, ni pour le regroupement, ni pour le GRD. Le système de timbre "complet" freine également l'émergence de solutions novatrices qui sont remises en question par l'Elcom (stockage virtuel par exemple).

C'est pourquoi **nous approuvons le nouveau mode de calcul du timbre** qui devrait permettre un dimensionnement plus efficient du réseau. Nous soutenons également la réglementation envisagée quant à la répartition des coûts du réseau entre les différents niveaux. Surtout, **nous ap-**

prouvons l'introduction d'un « principe du montant net » (netting) qui offre une incitation en vue d'optimiser les coûts du réseau grâce à un encouragement ciblé de la production décentralisée d'énergie et de la flexibilité. Ce netting devrait permettre de créer des timbres régionaux, solution que nous proposons de mentionner explicitement dans le rapport explicatif.

En page 67 du rapport, il est indiqué que « la possibilité disparaît de déclarer imputables, ..., certains coûts de sensibilisation visant à réduire la consommation ». Nous **demandons le maintien de cette possibilité**. Nous proposons que ces coûts puissent être imputés dans le calcul du timbre afin de respecter les nouvelles dispositions en matière de décompte de mesure. En effet pour obtenir des résultats en matière de réduction de la consommation il est nécessaire d'accompagner, par des programmes de sensibilisation et d'information, les mesures techniques et économiques qui seront mises en œuvre.

7) Modalité de la régulation des flexibilités

Nous soutenons cette utilisation efficace de la flexibilité afin notamment de limiter les extensions de réseau

8) Ouverture des systèmes de mesure

Nous soutenons globalement le projet proposé. Nous demandons que, pour les petits consommateurs, le système de régulation prévu par l'EICOM prenne en compte les coûts moyens des systèmes de mesure de l'ensemble des petits consommateurs, notamment les solutions proposées par des tiers dans le cadre du regroupement pour la consommation propre. En effet, si les bases de comparaison se limitent aux solutions proposées par les GRD pour les consommateurs finaux, des systèmes de mesure novateurs et meilleur marché ne seraient pas pris en compte dans la régulation.

Rémunération et tarifs de mesures art 17abis al.4

Nous nous opposons à la libéralisation des mesures du décompte prévue par l'article 17abis al. 4 qui prévoit que cette mesure peut être confiée à un « tiers de leur choix ». La production des données, leur stockage et leur utilisation ne doivent pas être confiés à un tiers à la fois pour des raisons de rentabilité et de protection des données personnelles. Par ailleurs les coûts très importants d'équipement en métrologie impliqués par la libéralisation seront difficiles à compenser et amènent peu de gains énergétiques.

Système de mesure intelligent art 17 a ter

Nous signalons une confusion entre l'art 17ater et les commentaires à son sujet dans le rapport explicatif. Nous estimons que les exigences et délais doivent être identiques pour les GRD et les autres fournisseurs de système de mesure. L'art.17ater ne prévoit pas de distinction entre ces deux groupes alors que le texte du rapport laisse entendre que les exigences pourraient être différentes. **Nous demandons la modification du texte du rapport explicatif en ce sens.**

9) Dispositions transitoires

Art. 33c

En cas d'ouverture du marché, les gros consommateurs qui n'ont pas encore fait usage de leur droit d'accès au réseau seront désormais obligés de souscrire à des offres du marché libre. Cela concerne environ 10'600 clients finaux. Dans le cas où le marché serait ouvert, malgré les oppositions, **nous demandons que les GRD informent clairement ces consommateurs des nouvelles dispositions** afin d'éviter que ces derniers ne se retrouvent placés en approvisionnement de remplacement sans avoir été avertis des impacts financiers négatifs d'une telle situation, l'approvisionnement de remplacement étant nettement plus onéreux.

10) Autres propositions et réflexions

Renforcement de l'ouverture de la technologie

A l'avenir, l'approvisionnement en électricité va devenir de plus en plus dépendant de la flexibilité dans les domaines de la production et de la demande de courant, ainsi que des solutions de stockage les plus diverses. Les concepts de stockage saisonnier ou de transfert d'énergie vont notamment prendre de l'importance. Afin que les bons concepts puissent être mis en place aux bons endroits, il est essentiel d'ouvrir la technologie au service du réseau, ce qui n'est toujours pas complètement le cas. Conformément à la LApEI, les centrales hydrauliques et les centrales de pompes sont exonérées des rémunérations de réseau pour ce qui concerne leurs propres besoins en électricité et l'électricité destinée à faire fonctionner les pompes (art. 4, al. 1, let. b LApEI). D'autres ou de nouveaux concepts de stockage sont toutefois redevables de la rémunération de réseau, ce qui représente un désavantage significatif sur le plan économique. **Nous sommes donc d'avis que tous les concepts de stockage fournissant des prestations au service de la sécurité de l'approvisionnement doivent être traités de la même manière.**

Nous partageons la demande de l'ENDK dans ce domaine, à savoir que les nouveaux concepts de stockage au service de la sécurité de l'approvisionnement soient être traités en tant que consommateurs finaux au sens de l'art. 4, al. 1, let. b LApEI.

Reprise de l'énergie renouvelable selon LEne

Selon la LEne (art.15), les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans leur zone de desserte l'électricité qui leur est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles. **En cas d'ouverture du marché et en fonction de son évolution, il n'est pas impossible que certains petits GRD ne disposent plus de clients finaux. Nous demandons à l'OFEN d'étudier la pertinence de cette disposition (LEne, art.15) dans ces cas de figure et d'évaluer la possibilité d'imposer au fournisseur d'énergie la reprise et rétribution des productions renouvelables. Cette possibilité permettrait également l'émergence de nouveaux modèles d'affaires.**

Protection des données personnelles

Le Conseil d'Etat relève que le texte mis en consultation n'apporte pas à ce stade toutes les garanties nécessaires en matière de protection des données personnelles et sensibles, alors que les systèmes de mesures intelligents permettent de collecter des données sur les comportements individuels des personnes habitant un logement. Le Conseil d'Etat demande que le projet soit précisé et renforcé à cet égard. Il est notamment nécessaire de prévoir que la mesure de décompte, qui selon l'article 17abis al. 4 peut être confiée à un tiers librement choisi, fasse l'objet d'un contrat contenant une clause garantissant un traitement des données conforme à la législation suisse. Le projet doit également être clarifié sous l'angle de la protection des données personnelles en ce qui concerne la publication des résultats concernant les gestionnaires d'un réseau de distribution individuels ou les groupes de gestionnaires d'un réseau de distribution sous forme de présentation comparative (art. 22 a al.1 et commentaires en p. 84).

DGE-DIREN, ACC, 24.01.2019