



Communication du 7 décembre 2021 / Mises à jour des 15 mars, 24 mai, 9 août, 20 septembre et 18 novembre 2022

Pour la mise à jour du 26 janvier 2023 veuillez consulter la version en allemand. Une version en français sera disponible prochainement.

## Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité

A.	Contexte .....	1
B.	Adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année et autres mesures visant à garantir les liquidités des gestionnaires de réseau et à soutenir les consommateurs finaux .....	2
C.	Approvisionnement de base et approvisionnement de remplacement.....	4
D.	Rétribution de reprise de l'électricité .....	8
E.	Annexe : Tableau de concordance .....	12

### A. Contexte

En raison de la hausse récente et importante des prix de l'énergie sur les marchés européens, le Secrétariat technique de la Commission fédérale de l'électricité (ST ElCom) a reçu de nombreuses demandes concernant les conséquences possibles de cette évolution en matière de droit sur l'approvisionnement en électricité et de droit sur l'énergie.

Il s'agit principalement de questions liées à l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, à l'approvisionnement de remplacement des gros consommateurs sur le marché libre qui ne disposent pas (ou plus) de fournisseur, ainsi qu'au montant de la rétribution de reprise pour l'injection d'électricité selon l'article 15 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie ([LEne](#) ; RS 730.0).

Le ST ElCom a rassemblé ci-après les demandes qu'il a reçues sous forme de questions et de réponses. Ces explications n'engagent pas la Commission fédérale de l'électricité ElCom.

## **B. Adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année et autres mesures visant à garantir les liquidités des gestionnaires de réseau et à soutenir les consommateurs finaux**

### **1. Les tarifs de l'énergie électrique déjà publiés peuvent-ils être adaptés ultérieurement en raison de l'augmentation des coûts d'acquisition ?**

Non. Conformément à l'article 6, alinéa 3, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité ([LApEI](#) ; RS 734.7), les tarifs de l'électricité sont valables pour un an au moins et font l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques. L'article 10 de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité ([OApEI](#) ; RS 734.71) oblige les gestionnaires de réseau à publier les tarifs d'utilisation du réseau et ceux de l'électricité pour l'année tarifaire suivante au plus tard le 31 août.

Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire du réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivante (art. 11, al. 2, OApEI).

C'est aussi en raison de ce processus de changement qu'il est important que les tarifs de l'énergie électrique ne soient plus modifiés après leur publication. Le gestionnaire du réseau de distribution local peut compenser les éventuels découverts de couverture par le biais du mécanisme des différences de couverture (cf. [directive de l'EiCom 2/2019 « Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes » du 5 mars 2019](#), y compris les annexes).

### **2. Que peut faire un gestionnaire de réseau pour éviter d'éventuels problèmes de liquidités ?** mise à jour du 15.03.2022

En raison des prix actuels de l'énergie sur les marchés, il est possible que les tarifs 2022 de l'énergie électrique ne couvrent pas les coûts d'achat effectifs d'un gestionnaire de réseau. Le gestionnaire de réseau peut donc être amené à payer des montants considérables à l'avance. Dans l'éventualité où un gestionnaire de réseau ne dispose pas de liquidités suffisantes, il devrait entamer suffisamment tôt un dialogue avec ses organes de décision ou ses propriétaires, et/ou avec des bailleurs de fonds externes, dans le but d'obtenir un éventuel financement transitoire.

Conformément à la [directive 2/2019 de l'EiCom « Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes » du 5 mars 2019](#) (y compris les annexes), un gestionnaire de réseau peut répartir les coûts effectifs qui n'ont pas déjà été pris en compte dans les tarifs 2022 sur, en règle générale, trois périodes de calcul consécutives en utilisant le mécanisme des différences de couverture. Des intérêts peuvent être facturés sur ces découverts de couverture.

Dans le domaine régulé, l'EiCom estime que la solvabilité des gestionnaires de réseau est très bonne, même dans la situation actuelle du marché, de sorte qu'un financement transitoire à des conditions raisonnables devrait être possible.

### **3. Comment un gestionnaire de réseau ou une commune peuvent-ils soutenir les consommateurs finaux ?** mise à jour du 18.11.2022

Deux possibilités existent pour soutenir les consommateurs finaux : une *adaptation du tarif d'utilisation du réseau jusqu'à la fin de l'année* ou une *prise en charge des coûts par la commune ou le gestionnaire de réseau*. Adapter les tarifs de l'énergie déjà publiés n'est pas autorisé. Il est important que tous les consommateurs finaux soient soutenus de la même manière.

De plus, il faut tenir compte de la [directive de l'EiCom sur la facturation transparente](#). Les rabais doivent figurer de façon transparente sur la facture adressée aux consommateurs finaux. Les rabais ne peuvent être désignés comme tels et appliqués que s'ils permettent effectivement de soutenir les consommateurs finaux, par exemple par le biais d'une subvention de la commune ou d'un financement des rabais

via les réserves du gestionnaire de réseau issues du bénéfice. En revanche, il n'y a pas de rabais lorsque les aides sont utilisées dans le simple but de reporter les coûts sur la période tarifaire suivante.

Voici quelques possibilités qui sont réalisables selon le ST EICom :

- *Constitution de découverts de couverture du réseau* : il est en principe possible de baisser la rémunération pour l'utilisation du réseau 2023 en constituant des découverts de couverture à des fins de lissage des tarifs avec compensation dans les années suivantes, à condition que cela soit communiqué de la sorte. Dans l'optique d'une exploitation efficace du réseau, ces découverts de couverture ne devraient pas porter intérêt. Le tarif d'utilisation du réseau modifié doit être publié avant la fin de l'année.
- *Réduction d'excédents de couverture du réseau* : il est possible de baisser la rémunération pour l'utilisation du réseau 2023 en réduisant de manière anticipée les excédents de couverture du réseau. On ne doit pas parler de « crédit » ou de « rabais » lorsqu'il s'agit de la réduction d'excédents de couverture. Ceux-ci résultent de rémunérations trop élevées versées par le passé devant impérativement être remboursés aux consommateurs finaux. Il ne s'agit donc pas d'un cadeau. Le tarif d'utilisation du réseau modifié doit être publié avant la fin de l'année.
- *Financement par le bénéfice du gestionnaire de réseau* : une aide peut également être apportée par le biais d'un financement de rabais via les réserves du gestionnaire de réseau provenant des bénéfices passés. Ainsi, le tarif d'utilisation du réseau peut être adapté à la baisse puis publié avant la fin de l'année ; ou alors, le gestionnaire de réseau indique le rabais séparément et de manière transparente sur la facture d'électricité (par ex. « Contribution du gestionnaire de réseau »).
- *Prise en charge des coûts par la commune* : la commune peut apporter un soutien en prenant en charge un certain montant des coûts de réseau. Ce montant en ct./kWh peut ainsi être déduit du tarif d'utilisation du réseau. Le tarif d'utilisation du réseau modifié doit être publié avant la fin de l'année.
- *Renonciation aux redevances perçues par la commune* : la commune peut également apporter un soutien en renonçant à percevoir des redevances. Il faut pour cela qu'il existe une base légale (communale) suffisante. L'EICom n'est pas compétente pour évaluer s'il existe une base légale suffisante.
- *Versement d'une contribution par la commune* : la commune peut également apporter un soutien en fournissant une aide financière séparée. Une base légale (communale) correspondante doit alors aussi exister. L'EICom n'est pas compétente pour évaluer s'il existe une base légale suffisante. L'aide financière doit être indiquée séparément et de manière transparente sur la facture d'électricité (par ex. « Contribution de la commune »).
- Si certains consommateurs finaux rencontrent des difficultés de paiement, il est possible de prolonger les délais de paiement ou de convenir d'un moratoire.

#### **4. Les coûts pour la rémunération des « négawatts » prévue comme mesure pour réduire la consommation électrique sont-ils imputables ? mise à jour du 18.11.2022**

Non, faute de base légale et pour les autres motifs présentés ci-dessous, les coûts occasionnés par la rétribution des négawatts ne sont pas imputables.

*Premièrement*, les GRD sont tenus d'approvisionner les consommateurs finaux en approvisionnement de base à des tarifs équitables. La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (art. 6, al. 1, LApEI en lien avec l'art. 4, al. 1, OApEI ; [Directive 2/2018](#) de l'EICom du 10 avril 2018 et 14 mai 2019 portant sur les coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'article 4, alinéa 1, OApEI).

*Deuxièmement*, s'il est vrai que la législation fédérale sur l'approvisionnement en électricité prévoit une rétribution versée par le GRD pour l'utilisation par celui-ci d'un système de commande et de réglage intelligent (art. 17b et 17c LApEI en lien avec les art. 8c et 8d OApEI), ce régime est **limité à l'exploitation du réseau**. L'article 17b, alinéa 1, LApEI prévoit en effet que les systèmes de commande et de

réglage intelligents sont des installations permettant d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité, notamment **afin d'optimiser la consommation propre ou de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau**. Par ailleurs, l'article 8c OApEI, à son alinéa 1 intitulé « systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau », précise qu'il s'agit d'« un système de commande et de réglage **visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau** ». L'on déduit de ces dispositions légales qu'un tel dispositif ne peut être utilisé que dans le cadre de la gestion du réseau, et non pour le commerce de l'énergie.

*Troisièmement*, dans le cadre de l'acte modificateur unique actuellement en discussion aux Chambres fédérales, le Conseil des Etats a adopté un nouvel alinéa 4<sup>bis</sup> à l'article 6 LApEI (pour les débats, suivre ce [lien](#) ; cf. aussi [dépliant](#)). Celui-ci dispose en l'état actuel des choses que : « *Pour soutenir les modèles d'économie d'énergie, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent proposer aux consommateurs finaux un élément tarifaire pour la fourniture d'énergie qui inclut 5 pour cent en plus des coûts de revient. En contrepartie, le consommateur final doit réaliser une économie d'électricité d'au moins 5 pour cent.* » Toutefois, cette disposition légale n'est pas définitive et est encore susceptible d'être modifiée par le Conseil national. Par ailleurs, sous sa teneur telle que prévue actuellement, l'article 6, alinéa 4<sup>bis</sup>, LApEI n'apporte aucune solution à la question soulevée. Peut-être qu'une modification de ce texte légal dans le sens de la demande d'imputabilité des coûts occasionnés par la rétribution des négawatts est toutefois envisageable dans le cadre de la procédure législative en cours.

*Quatrièmement*, il y a lieu de souligner que l'article 23a LApEI, communément appelé « *Regulatory Sandbox* », entrera vraisemblablement en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2023. Selon son alinéa 1, cette disposition légale prévoit que « le DETEC peut autoriser des projets pilotes visant le développement de technologies, de modèles d'affaires ou de produits innovants dans le secteur de l'énergie dans la mesure où ils permettent de recueillir des expériences en vue d'une modification de la loi » (cf. [FF 2021 2321](#)). Nous nous demandons si, à ce titre, il est possible de s'écarter du principe selon lequel les tarifs sont calculés en fonction des coûts. En outre, sa portée est toutefois limitée et implique l'autorisation du DETEC. Un tel projet ne peut pas non plus être déployé avant l'entrée en vigueur de ladite disposition légale.

*Cinquièmement et enfin*, les négawatts pourraient être rémunérés par les collectivités publiques au moyen de redevances et de prestations fournies aux collectivités publiques (RPCP) fondée sur une base légale cantonale ou communale. Des rabais pour les économies d'énergie ont parfois été accordés sous cette forme. Conformément à l'article 22, alinéa 2, lettres a et b, LApEI, l'EICom n'est pas compétente pour vérifier le montant des RPCP. Elle vérifie toutefois s'il existe une base légale, prévoyant que des redevances ou des prestations sont dues et si les redevances ou les prestations ont été fixées conformément à la base légale. L'EICom ne vérifie cependant pas si la base légale est suffisante (cf. [communication du 17 février 2011 concernant les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques](#), ch. 3, p. 3). Ces coûts font alors partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau conformément à l'article 14, alinéa 1, LApEI.

## **C. Approvisionnement de base et approvisionnement de remplacement**

- 5. Quelles sont les conséquences pour les consommateurs finaux en approvisionnement de base si le gestionnaire du réseau de distribution local n'a pas encore pu couvrir entièrement les besoins en électricité dans sa zone de desserte pour l'année tarifaire suivante, notamment parce qu'aucun contrat de fourniture d'électricité ne peut être conclu en raison de la situation actuelle du marché ? [mise à jour du 20.09.2022](#)**

Partant du principe que l'électricité est physiquement disponible, le gestionnaire du réseau de distribution local a non seulement la possibilité de conclure des contrats à long terme jusqu'à la fin de l'année tarifaire en cours, mais aussi de s'approvisionner à court terme sur le marché spot. Si le marché spot ne devait plus fonctionner, les réserves de gaz ou la réserve hydroélectrique prévues par le Conseil fédéral seraient alors utilisées dans un premier temps pour compenser les éventuels manques. Les valeurs-clés provisoires pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique ont été publiées par l'EICom

le 23 août 2022 dans une directive ([directive 4/2022 concernant les valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2022/2023](#)). En revanche, s'il s'avère que le marché est durablement déséquilibré, le Conseil fédéral devra décider, en fonction de la situation, s'il s'agit d'une situation de pénurie grave et s'il convient dès lors de prendre des mesures d'intervention en vertu de la loi fédérale du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays ([LAP](#) ; RS 531).

**6. Un consommateur final libre qui ne choisit pas en temps utile un nouveau fournisseur à l'expiration de l'accord de fourniture d'électricité ou dont le fournisseur cesse de l'approvisionner retourne-t-il à l'approvisionnement de base ?**

Non. Le principe « libre un jour, libre toujours » s'applique. Ce principe s'appuie sur l'article 11, alinéa 2, OApEI, qui précise que l'obligation de fourniture au sens de l'article 6 LApEI du gestionnaire du réseau de distribution local devient définitivement caduque dès qu'il a été fait usage du droit d'accès au réseau. Un retour à l'approvisionnement de base n'est dès lors plus possible.

**7. Un consommateur final a-t-il à nouveau droit à l'approvisionnement de base après un changement de forme ou une restructuration de son entreprise ?**

Le principe « libre un jour, libre toujours » s'applique en principe aussi lorsqu'un gros consommateur libre change uniquement la forme de sa société et/ou le nom de son entreprise. Les autres situations, par exemple les fusions ou acquisitions d'entreprises, doivent être évaluées au cas par cas.<sup>1</sup>

**8. Un consommateur final sur le marché libre retourne-t-il à l'approvisionnement de base lorsqu'il participe à un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) selon l'article 18, alinéa 1, LENE ? mise à jour du 24.05.2022**

Le retour d'un consommateur final à l'approvisionnement de base est impossible (cf. question 5).

Conformément à l'article 18, alinéa 1, LENE, un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) doit être traité comme un consommateur final unique. Du point de vue des législations sur l'approvisionnement en électricité et sur l'énergie, le RCP est considéré comme une entité autonome en lieu et place des consommateurs finaux qui y participent. Par conséquent, le ST EICOM part du principe qu'un RCP constitue *a priori* un nouveau site de consommation au sens de l'article 11, alinéa 2, OApEI. Cela s'applique aux RCP avec ou sans personnalité juridique propre. Au moment de sa création, un RCP bénéficie donc de l'approvisionnement de base, pour autant qu'il n'ait pas été fait usage du droit d'accès au réseau pour le RCP en question.

Si la participation à un RCP a pour seul but de « retourner » à l'approvisionnement de base, il convient d'évaluer au cas par cas si la démarche est constitutive d'un abus de droit. Si la création du RCP doit être considérée comme un abus de droit, le RCP n'est pas réalisé sous la forme prévue et, en particulier, les conséquences juridiques prévues à l'article 18, alinéa 1, LENE ne se déploient pas. Il n'y a donc aucun changement affectant les consommateurs finaux individuels, de même que l'éventuel accès au réseau pour les sites de consommation concernés.

À noter que le Conseil fédéral a tenu compte de cette question et que l'OAPEI sera prochainement adaptée (cf. [Interpellation Zopfi Mathias, « Approvisionnement en électricité et sécurité du droit »](#)).

---

<sup>1</sup> Cf. [présentation de la séance d'information pour gestionnaires de réseau 2022](#), diapositives 49 – 58. Voir également le chiffre 11 de la [communication du 5 septembre 2013 « Questions et réponses : accès au réseau et changement de fournisseur \(entrée au marché\) »](#) : l'accès au réseau est demandé pour un site de consommation précis. Si une exploitation est vendue et qu'il s'agit d'un nouveau site de consommation (unité économique et géographique), le choix entre l'approvisionnement de base et le marché peut à nouveau être exercé.

## 9. Où un consommateur final libre et sans fournisseur peut-il se procurer l'électricité ?

En l'absence de fournisseur, le consommateur final continue de soutirer physiquement l'électricité du réseau de distribution local. Dans ce cas, on parle souvent d'approvisionnement de remplacement.

Le document de la branche de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) sur l'échange de données standardisé pour le marché du courant électrique CH ([SDAT – CH 2022](#), partie « SDAT – CH – Processus de changement », chap. 1.2.4) décrit le processus qui s'applique lorsqu'un consommateur final passe à l'approvisionnement de remplacement. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau règle par contrat l'approvisionnement de remplacement avec le consommateur final (cf. question 10 ci-après).

## 10. Où l'approvisionnement de remplacement est-il réglementé ?

En Suisse, l'approvisionnement de remplacement n'est actuellement pas explicitement réglementé. L'article 7 du [projet de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables \(Modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, projet LApEI\)](#)<sup>2</sup> prévoit la disposition suivante :

*« Si le consommateur final ne choisit pas un nouveau fournisseur en temps utile à l'expiration de l'accord de fourniture d'électricité ou si son fournisseur cesse de l'approvisionner, il sera approvisionné par le gestionnaire de réseau de sa zone de desserte, même si sa consommation annuelle dépasse 100 MWh par site de consommation. Le gestionnaire de réseau n'est cependant pas tenu de se conformer aux tarifs de l'approvisionnement de base. »*

Selon le projet de loi, l'EICom statue sur la modification de conditions abusives dans l'approvisionnement de remplacement (art. 22, al. 2, let. c, projet LApEI).

Ces dispositions n'ont toutefois pas encore été adoptées par le Parlement et ne sont donc pas encore applicables. Le projet est en cours de délibérations au Parlement.

Le ST EICom recommande aux consommateurs finaux qui sont entrés sur le marché, et qui ne bénéficient donc plus de l'approvisionnement de base, de régler par contrat avec leur gestionnaire du réseau de distribution local l'approvisionnement de remplacement (notamment le début, le prix et la fin), dans le cas où ils n'ont pas (ou plus) de fournisseur d'énergie électrique.

## 11. Quel est le prix de l'énergie électrique dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement ?

Conformément à l'article 6 LApEI, les prescriptions relatives à l'obligation de fourniture et à la tarification ainsi que le critère selon lequel les tarifs de l'électricité sont valables pour une année ne s'appliquent qu'aux consommateurs finaux au bénéfice de l'approvisionnement de base. Le gestionnaire du réseau de distribution local doit en conséquence régler par contrat l'approvisionnement de remplacement avec le consommateur final libre.

L'entreprise d'approvisionnement en électricité locale est libre de soumettre une offre de marché au consommateur final. Toutefois, cela ne doit pas se faire au détriment des consommateurs en approvisionnement de base (au-delà de la méthode du prix moyen). En outre, les règles sur la séparation des activités selon l'article 10 LApEI doivent être respectées.

---

<sup>2</sup> Projet du message disponible à l'adresse suivante : <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/67176.pdf> (consulté le 01.11.2021 ; ci-après : message sur l'acte modificateur unique).

**12. Les coûts d'acquisition pour l'approvisionnement de remplacement sont-ils inclus dans la méthode du prix moyen ?**

Sous réserve de l'article 6, alinéa 5<sup>bis</sup>, LApEI (cf. [communication de l'EICOM « Tarification pour consommateurs captifs, Stratégie Réseaux électriques : coûts de l'énergie imputables selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI » du 9 avril 2019](#)), le gestionnaire du réseau de distribution local doit répartir les coûts de l'ensemble du portefeuille énergétique (production propre et achats) entre les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et les consommateurs finaux sur le marché libre selon les quantités d'énergie fournies (cf. art. 6, al. 5, LApEI ; méthode dite du prix moyen ; cf. [communication de l'EICOM « Attribution des coûts du portefeuille énergétique d'un gestionnaire de réseau de distribution aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base » du 22 décembre 2016](#)).

Cela signifie que les coûts d'acquisition pour l'approvisionnement de remplacement doivent également être intégrés dans la méthode du prix moyen.

**13. Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent-ils adapter en cours d'année les prix publiés pour l'approvisionnement de remplacement en raison de l'augmentation imprévue des prix de l'électricité ?**

Comme mentionné, la LApEI ne réglemente pas l'approvisionnement de remplacement (cf. question 10). Elle ne prévoit donc pas d'obligation de publier les prix de l'approvisionnement de remplacement, ni de prescriptions sur l'adaptation en cours d'année des prix de l'approvisionnement de remplacement. Si le gestionnaire du réseau de distribution local a publié des prix pour l'approvisionnement de remplacement, leur adaptation est en principe régie par contrat ou selon un règlement.

**14. Si un consommateur final alimenté par l'approvisionnement de remplacement a entre-temps pu conclure un contrat de fourniture, quand le gestionnaire du réseau de distribution local doit-il le libérer de l'approvisionnement de remplacement ?**

La LApEI ne contient pas de disposition sur l'approvisionnement de remplacement. Dans le document de la branche [SDAT – CH 2022](#), partie « SDAT – CH – Processus de changement », il est précisé qu'un préavis de 10 jours ouvrables est suffisant pour changer l'attribution d'un rôle à un point de mesure qui résulte d'un échange de données (cf. chap. 1.1.5 du document de la branche).

Rien n'indique que ce délai est contraire à la législation sur l'approvisionnement en électricité. L'approvisionnement de remplacement est une situation exceptionnelle qui doit être ajustée le plus rapidement possible. Il convient également de saluer un « délai de résiliation » court pour l'approvisionnement de remplacement, au vu de l'article 1, alinéa 1, LApEI, selon lequel la LApEI a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un marché de l'électricité axé sur la concurrence, ainsi qu'au vu de l'article 13, alinéa 1, LApEI, selon lequel les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de garantir l'accès au réseau de manière non discriminatoire. Les éventuels délais plus longs doivent être évalués au cas par cas.

**15. Qui est responsable de l'évaluation des prix de l'électricité de l'approvisionnement de remplacement ?**

L'EICOM n'est pas compétente pour vérifier le niveau des prix de l'électricité de l'approvisionnement de remplacement.

Seuls la vérification de l'application correcte de la méthode du prix moyen ainsi que le calcul correct des différences de couverture en approvisionnement de base relèvent de la compétence de l'EICOM.

**16. Les consommateurs finaux en approvisionnement de base participent-ils au bénéfice et à la perte de l'approvisionnement de remplacement ? mise à jour du 20.09.2022**

Tout comme celles provenant de l'approvisionnement du marché, les recettes du gestionnaire de réseau de distribution provenant de l'approvisionnement de remplacement échappent au contrôle de l'EICOM

(cf. question 15 ci-dessus). Les consommateurs finaux en approvisionnement de base ne doivent donc pas participer aux recettes de l'approvisionnement de remplacement. De la même manière, ils ne doivent pas non plus participer aux pertes qui pourraient survenir dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement.

## **D. Rétribution de reprise de l'électricité**

### **17. Est-ce que les rétributions de reprise de l'électricité pour les producteurs augmenteront également en raison de la hausse des prix de gros ?**

La rétribution de reprise de l'électricité est basée sur les coûts du gestionnaire du réseau de distribution pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production (art. 12, al. 1, de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie [OEné ; RS 730.01])<sup>3</sup>. Si l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers devient plus cher, la rétribution de reprise de l'électricité devrait augmenter.

Conformément à l'article 62, alinéa 3, LEné, l'EICom tranche en cas de litige concernant la fixation initiale de la rétribution de reprise de l'électricité. Pour les rétributions de reprise de l'électricité déjà convenues, voir la question 18 ci-après.

### **18. Un producteur dans le système de l'obligation de reprise et de rémunération selon l'article 15 LEné peut-il vendre son électricité à un tiers ? La puissance de l'installation est-elle prise en compte à cet égard ? [mise à jour du 18.11.2022](#)**

Dans sa zone de desserte, le gestionnaire de réseau est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée l'électricité provenant d'énergies renouvelables qui lui est offerte (art. 15, al. 1, let. a, LEné). Il s'agit toutefois uniquement d'une obligation de reprise du gestionnaire de réseau et non d'un droit de reprise. Le surplus peut en principe aussi être vendu à un tiers (cf. [rapport de l'Office fédéral de l'énergie OFEN du 22 décembre 2021 concernant le modèle de commercialisation pour l'électricité solaire](#), uniquement en allemand). La législation sur l'énergie ne permet pas de conclure qu'un consommateur ne peut pas vendre le surplus produit à un tiers. Le droit de fournir de l'électricité à des tiers ne dépend pas de la taille de l'installation.

### **19. Dans quel délai le gestionnaire du réseau de distribution doit-il éventuellement adapter la rétribution de reprise de l'électricité ?**

L'adaptation des rétributions de reprise de l'électricité est en principe régie par contrat entre le gestionnaire de réseau et le producteur. En cas de communication annuelle unilatérale (usuelle) concernant la rétribution par le gestionnaire du réseau de distribution et jusqu'à ce qu'il soit prouvé qu'un producteur ait fait savoir pour la première fois au gestionnaire de réseau qu'il n'acceptait pas la rétribution, il faut au moins partir du principe qu'il existe un contrat tacite (art. 6 CO).

Si les parties contractantes ne parviennent pas à s'entendre sur une éventuelle adaptation, il convient de déterminer au cas par cas si ce litige relève de la compétence de l'EICom ou des tribunaux civils (cf. art. 62, al. 3 et 4, LEné).

La rétribution de reprise de l'électricité est habituellement publiée par les gestionnaires de réseau dans les fiches tarifaires avec les tarifs de l'électricité qui doivent être fixés pour un an au moins, publiés (art. 6, al. 3, et art. 12, al. 1, LApEI ainsi qu'art. 4b et art. 10 OApEI) et communiqués à l'EICom. Il n'existe toutefois pas d'obligation correspondante pour la rétribution de reprise dont il faut convenir par

---

<sup>3</sup> Selon la [décision de l'EICom 222-00001](#) (uniquement en allemand) du 11 mai 2021, l'article 12, alinéa 1, OEné est conforme à la loi.



contrat. Si le gestionnaire de réseau a déjà publié et/ou transmis à l'EICom la rétribution de reprise de l'électricité, cela n'empêche donc pas une modification ultérieure du taux de rétribution.

**20. Les coûts supplémentaires liés à l'installation d'un compteur intelligent avec port de communication afin de procéder à un relevé quotidien et d'établir un bilan pour l'acheteur tiers peuvent-ils être facturés au producteur d'électricité ? Y a-t-il des différences entre les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30 kVA et celles d'une puissance supérieure à 30 kVA ?** mise à jour du 18.11.2022

Les producteurs qui ont raccordé une installation de production au réseau électrique après le 1<sup>er</sup> janvier 2018 doivent être équipés d'un système de mesure intelligent (art. 31e, al. 2, let. b, OApEI, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018). Les exploitants des installations de production concernées peuvent donc exiger que leurs gestionnaires de réseau effectuent une mesure – c'est-à-dire qu'ils utilisent un ou éventuellement plusieurs compteurs intelligents – qui leur permette de fournir aux acheteurs tiers d'électricité les données nécessaires basées sur des valeurs 15-minutes. Les coûts correspondants ne peuvent pas être facturés individuellement aux producteurs.

L'obligation susmentionnée s'applique indépendamment de la puissance de l'installation. Cependant, dans les cas concrets, la taille de l'installation peut jouer un rôle dans la structure de la mesure. Ainsi, pour les installations de production d'une puissance supérieure à 30 kVA (indépendamment de la question de la livraison des données aux acheteurs), il faut prévoir une mesure de la production (production nette) au niveau de l'installation elle-même, ce qui, pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kVA, est en principe uniquement le cas si la production nette est injectée dans le réseau (cf. à ce sujet la [communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 »](#), question 32). Dans la mesure où il existe une obligation de mesurer la production et où il n'y a pas de consommation propre au sens de l'article 16 LEn sur le lieu de production, la mesure de la production peut servir directement de base de données pour les acheteurs. En revanche, s'il y a consommation propre ou éventuellement si une autre configuration spécifique est en place, il faut le cas échéant (voire en plus) mesurer l'injection effective dans le réseau (mesure du surplus) au moyen des données du compteur intelligent. Dans de tels cas, le gestionnaire de réseau doit déterminer la mise en œuvre la plus efficace en tenant compte de toutes les autres données de mesure nécessaires pour effectuer les opérations de mesure et de facturation légalement prescrites.

L'obligation pour le gestionnaire de réseau d'utiliser un compteur intelligent comme instrument de mesure ne s'applique pas aux producteurs d'installations de production qui ont été raccordées au réseau électrique avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Les exploitants de ces installations doivent attendre que le gestionnaire de réseau les équipe d'un système de mesure intelligent ou en faire installer un à leurs frais par le gestionnaire de réseau. Mais si ces installations de production raccordées avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 disposent déjà d'une mesure de la courbe de charge, le gestionnaire de réseau doit continuer à supporter les coûts de mesure ([communication de l'EICom du 29 mai 2019](#)).

**21. Dans quelle mesure les rétributions de reprise payées par le gestionnaire de réseau de distribution sont-elles imputables dans le cadre de l'article 6, alinéa 5<sup>bis</sup>, LApEI ?**

mise à jour du 09.08.2022

Le gestionnaire du réseau de distribution a le choix entre intégrer proportionnellement les rétributions de reprise imputables à l'approvisionnement de base sur la base de l'article 6, alinéa 5, LApEI en appliquant la méthode du prix moyen<sup>4</sup>, d'une part, ou les imputer pour une durée limitée à l'approvisionnement de base sur la base de l'article 6, alinéa 5<sup>bis</sup>, LApEI, d'autre part<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Cf. question 12 ci-dessus.

<sup>5</sup> Cf. [présentation de la séance d'information pour gestionnaires de réseau 2022](#), diapositive 6.

La mise en œuvre de l'article 6, alinéa 5<sup>bis</sup>, LApEI se fait individuellement pour chaque installation de production (cf. art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI en lien avec l'art. 4, al. 2, et l'art. 4c, al. 1, OApEI ainsi que le rapport explicatif de juin 2018 relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques [stratégie Réseaux électriques], révision partielle de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, pp. 7 et 10). Conformément à l'article 4, alinéa 3, OApEI, pour les installations d'une puissance maximale de 3 MW ou dont la production annuelle n'excède pas 5000 MWh, le gestionnaire du réseau de distribution prend en compte, en dérogation à la méthode reposant sur les coûts de revient, les frais d'acquisition, y compris les coûts destinés aux garanties d'origine, et ce jusqu'à concurrence du taux de rétribution déterminant fixé aux annexes 1.1 à 1.5 de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables ([OEneR](#) ; RS 730.03)<sup>6</sup>. En cas de hausse des prix du marché, il peut arriver que les rétributions de reprise effectivement payées dépassent ces montants maximaux. La différence correspondante reste en principe non couverte en vertu de l'article 4, alinéa 3, OApEI.

Alternativement, le gestionnaire de réseau de distribution peut, sur la base de l'article 6, alinéa 5, LApEI, prendre en compte les rétributions de reprise correspondantes par le biais de la méthode du prix moyen. Cela signifie que les coûts imputables sont répartis entre les consommateurs finaux en approvisionnement de base et ceux du marché libre en fonction des quantités d'énergie fournies. Dans ce cas, les montants maximaux prévus à l'article 4, alinéa 3, OApEI ne s'appliquent pas et l'article 6, alinéa 1, LApEI en lien avec l'article 4, alinéa 1, OApEI, selon lequel le caractère équitable des tarifs se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme, doit être respecté.

**22. Quels sont les délais de résiliation applicables lorsqu'un producteur souhaite vendre son électricité à un acheteur tiers plutôt qu'à son gestionnaire du réseau de distribution local ? Le producteur peut-il à nouveau se prévaloir ultérieurement de l'obligation de reprise et de rétribution prévue à l'article 15, alinéa 1, LEne ? [mise à jour du 20.09.2022](#)**

Ni la LEne ni l'OEne ne contiennent de dispositions relatives à la suppression de l'obligation de reprise et de rétribution, ni de délais de résiliation. Comme il s'agit d'un accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et le producteur d'énergie concernant la reprise d'électricité, les délais de résiliation doivent être déterminés par le droit contractuel. Faute d'accords correspondants, on peut éventuellement tenir compte du délai de préavis prévu dans le document de la branche [SDAT – CH 2022](#), partie « SDAT – CH – Processus de changement ». L'EICom n'est en principe pas compétente pour se prononcer sur le délai de résiliation.

Aucune disposition légale ne prévoit que l'obligation de reprise et de rétribution soit supprimée lorsqu'un producteur a vendu son électricité à un tiers pour une durée déterminée. Le sens et le but de la disposition, selon laquelle le producteur en question doit dans tous les cas avoir un acheteur qui lui paie un prix approprié afin d'améliorer les conditions-cadres pour la production à partir d'énergies renouvelables, plaident également contre une suppression de l'obligation de reprise et de rétribution. Par conséquent, un gestionnaire de réseau doit, si les conditions sont remplies, reprendre et rétribuer l'électricité qui lui est offerte. Il n'existe pas de délai légal pour une telle reprise. Jusqu'à présent, l'EICom n'a pas encore eu à se prononcer à ce sujet. Pour la mise en œuvre technique des processus de changement, le document de la branche [SDAT – CH 2022](#), partie « SDAT – CH – Processus de changement » (cf. chapitre 1.1.5) prévoit en principe un délai d'au moins dix jours ouvrables. Le processus lié à l'obligation de reprise et de rétribution n'est toutefois pas spécifiquement mentionné. Le délai fixé dans le document de la branche, qui n'est manifestement en contradiction ni avec la législation sur l'approvisionnement en électricité ni avec la législation sur l'énergie, montre que la mise en œuvre technique et administrative est possible dans ce délai de dix jours. La fixation d'un délai court se justifie également dans le contexte de la promotion de la production renouvelable et compte tenu du fait que l'obligation

---

<sup>6</sup> Pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW, cf. article 4, alinéa 3, lettre b, OApEI.

de reprise et de rétribution est conçue comme une mesure de protection en raison d'un éventuel pouvoir de négociation asymétrique. C'est pourquoi la réintégration d'un producteur dans le système de l'obligation d'achat et de rémunération doit en principe être possible avec un préavis de dix jours. Si, pour certaines raisons, cette mise en œuvre n'est pas possible, le gestionnaire du réseau local doit détailler ces raisons de manière pertinente.

**E. Annexe : Tableau de concordance**

	<b>Communication du 07.12.2021</b>	<b>Mise à jour du 15.03.2022</b>	<b>Mise à jour du 24.05.2022</b>	<b>Mise à jour du 09.08.2022</b>	<b>Mise à jour du 20.09.2022</b>	<b>Mise à jour du 18.11.2022</b>
Question	1.	1.	1.	1.	1.	1.
	-	2.	2.	2.	2.	2.
	-	-	-	-	-	3.
	-	-	-	-	-	4.
	-	-	-	-	2a.	5.
	2.	3.	3.	3.	3.	6.
	3.	4.	4.	4.	4.	7.
	-	-	5.	5.	5.	8.
	4.	5.	6.	6.	6.	9.
	5.	6.	7.	7.	7.	10.
	6.	7.	8.	8.	8.	11.
	7.	8.	9.	9.	9.	12.
	8.	9.	10.	10.	10.	13.
	9.	10.	11.	11.	11.	14.
	10.	11.	12.	12.	12.	15.
	-	-	-	-	12a.	16.
	11.	12.	13.	13.	13.	17.
	12.	13.	14.	14.	-	18.
	-	-	-	-	14.	19.
	-	-	-	-	-	20.
	-	-	-	15.	15.	21.
	-	-	-	-	16.	22.