



19 février 2025

**Loi fédérale relative à un approvisionnement en
électricité sûr reposant sur des énergies
renouvelables :
Modification de l'ordonnance sur
l'approvisionnement en électricité qui entrera en
vigueur le 1^{er} janvier 2026**

Rapport explicatif

Table des matières

1.	Contexte	1
2.	Présentation du projet	1
2.1	Tarification du réseau	1
2.2	Systèmes de mesure	3
2.3	Flexibilité	4
2.4	Communautés électriques locales	9
2.5	Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau	10
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	19
3.1	Systèmes de mesure	19
3.2	Tarification du réseau, flexibilité et communautés électriques locales	20
3.3	Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau	20
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	20
4.1	Tarification du réseau et réglementation de la flexibilité	20
4.2	Communautés électriques locales	21
5.	Relation avec le droit de l'Union européenne	21
5.1	Tarification du réseau	21
5.2	Flexibilité	21
5.3	Communautés électriques locales	22
5.4	Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau	22
6.	Compatibilité avec les engagements internationaux de la Suisse	22
7.	Commentaire des dispositions	23

1. Contexte

Le 29 septembre 2023, le Parlement a modifié la loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7) dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (FF 2023 2301). Par conséquent, une modification de l’ordonnance du 14 mars 2008 sur l’approvisionnement en électricité (OApEI ; RS 734.71) est nécessaire. La révision de la loi entre en vigueur de manière échelonnée au 1^{er} janvier 2025 et au 1^{er} janvier 2026. La révision de l’OApEI faisant l’objet du présent rapport permet de mettre en œuvre au niveau de l’ordonnance les modifications de la loi qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

2. Présentation du projet

Remarque préliminaire : de manière générale, concernant le traitement de données dans le domaine de l’OApEI, il est à noter que l’étendue du traitement éventuel de données personnelles découle directement de la finalité dudit traitement. Ainsi, l’étendue du traitement de ces données ne doit pas dépasser la finalité visée.

2.1 Tarification du réseau

Dans le domaine de la tarification du réseau, il s’agit de consolider le principe de causalité dans l’imputation des coûts d’utilisation du réseau par une tarification plus orientée vers les coûts. Il en résulte des incitations plus fortes pour les consommateurs finaux flexibles à adapter leur consommation d’électricité en fonction de la charge du réseau et à décharger ainsi le réseau électrique. Enfin, en réduisant les rémunérations pour l’utilisation du réseau dépendant de la consommation, les coûts de réseau occasionnés par les consommateurs propres peuvent leur être mieux imputés. À moyen et long termes, des rémunérations pour l’utilisation du réseau plus flexibles permettent de réduire les coûts de développement du réseau. Afin d’imputer les coûts de réseau selon le principe de causalité, il convient de tenir compte du fait que ceux-ci sont en grande partie liés à la structure et dépendent dans une large mesure de la puissance. Les coûts liés à la consommation ne représentent qu’environ 10 % du total, d’après l’étude de Consentec *et al.* sur la tarification du réseau (« *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie* », 2021, étude pour l’Office fédéral de l’énergie [OFEN] disponible en allemand avec synthèse en français). Outre le renforcement du principe de causalité, la tarification du réseau doit inciter non seulement à une utilisation efficace de l’électricité, mais désormais également à une exploitation stable et sûre du réseau (art. 14, al. 3, let. e, LApEI). Cela signifie qu’une plus grande importance est accordée au respect du principe de causalité dans l’allocation des coûts et que les incitations systémiques correspondantes à réduire ou du moins à retarder l’extension du réseau sont prises en compte.

Introduction de tarifs d’utilisation du réseau dynamiques et principes généraux de tarification

Afin de consolider le principe de causalité et de créer les incitations systémiques requises, il convient avant tout d’encourager l’introduction et la diffusion de tarifs d’utilisation du réseau dynamiques. Ces tarifs étant variables dans le temps et tenant compte des situations tendues sur le réseau, ils permettent un pilotage plus efficace de la charge du réseau que des tarifs fixes. Ainsi, les tarifs d’utilisation du réseau dynamiques donnent des signaux plus appropriés concernant l’utilisation du réseau et permettent de revoir à la baisse les besoins de développement du réseau. En principe, ces tarifs peuvent être appliqués à l’ensemble des coûts du réseau, mais il faut tenir compte du fait que les coûts structurels (emplacement du réseau, etc.) ne sont influencés que de manière limitée par la charge du réseau (pics de consommation).

L'utilisation de systèmes de mesure intelligents permettant une actualisation du tarif à une fréquence suffisante (p. ex. 15 minutes ou toutes les heures) est une condition préalable à la mise en œuvre d'un tarif dynamique. Des exigences minimales sont fixées en la matière. Les prix dynamiques peuvent inclure une limite inférieure appropriée afin de couvrir les coûts structurels (qui ne dépendent pas de l'utilisation du réseau). Par conséquent, soit les coûts structurels sont comptabilisés de manière directe et uniforme dans la rémunération dynamique pour l'utilisation du réseau (la plupart du temps probablement dans les prix du travail), soit des prix de base ou des prix de la puissance supplémentaires peuvent être exigés, ce qui est plus conforme au principe de causalité, car les coûts de réseau liés à la capacité sont ainsi mieux représentés. Ces derniers devraient toutefois être d'une ampleur modérée en raison des répercussions sur les prosummateurs et sur l'efficacité énergétique ; autrement dit, la part dynamique devrait, dans ce cas, demeurer prépondérante.

Pour un meilleur respect du principe de causalité, les économies réalisées par les consommateurs finaux dans le cadre du tarif dynamique doivent être proportionnelles aux économies de coûts de réseau prévues. Une attention particulière est également accordée à la protection des consommateurs finaux par l'introduction de diverses règles en matière de transparence. Enfin, des tarifs différenciés selon le lieu permettent désormais de tenir compte du fait que les conditions du réseau d'un gestionnaire peuvent parfois être très différentes.

Une part minimale de 70 % représentant la composante de travail reste applicable lors de la fixation des tarifs au niveau basse tension pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh. Ce modèle de tarification reste obligatoire pour les consommateurs finaux sans système de mesure intelligent. Si les consommateurs finaux sont équipés de tels systèmes, le gestionnaire de réseau peut désormais opter pour des tarifs dynamiques en tant que modèle de tarification standard. En cas d'introduction d'un tarif d'utilisation du réseau dynamique, le gestionnaire de réseau peut également prévoir des prix de la puissance plus élevés qu'auparavant, car les prescriptions explicites concernant la composante de travail sont supprimées. Si les gestionnaires de réseau de distribution (en particulier les petits gestionnaires) ne souhaitent pas introduire de tarif dynamique dans leur zone de desserte, ils ont alors la possibilité d'introduire un tarif de puissance qui varie suffisamment en fonction des heures, selon les pics de puissance historiques. Dans ce cas, la part minimale pour la composante de travail peut être abaissée à 50 % dans le groupe de clients de base. Dans les deux cas, le gestionnaire de réseau reste libre dans le choix des tarifs optionnels et peut, par exemple, proposer en plus le tarif actuel en tant que tarif optionnel dans le cadre d'un futur tarif standard dynamique. Pour offrir une certaine souplesse aux clients pendant l'introduction des tarifs d'utilisation du réseau dynamiques en tant que tarifs standard, il faudra toujours, dans un premier temps, qu'un tarif non dynamique, dépendant en grande partie de la composante de travail, soit proposé à titre complémentaire, en tant que tarif optionnel. Le Conseil fédéral observera la diffusion des tarifs dynamiques ainsi que leurs effets sur les consommateurs finaux. S'il devait apparaître que la possibilité d'opter pour des tarifs non dynamiques n'était plus nécessaire, il serait ensuite possible de renoncer à cette condition.

Quant aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle est plus importante, l'ordonnance ne prévoit toujours pas de prescriptions spécifiques.

Répercussion des coûts entre les différents niveaux de réseau prenant mieux en compte le principe de causalité

Le fait que la répercussion des coûts entre les différents niveaux de réseau reflète davantage les structures de coûts contribue également à l'amélioration de la tarification du réseau. La composante de puissance est augmentée à 90 %. En ce qui concerne la composante de travail, qui ne représentera plus que 10 % dans la répercussion, le principe de l'énergie nette s'applique désormais. Cela signifie que les quantités d'électricité injectées au niveau de réseau inférieur sont prises en compte pour fixer la composante de travail déterminante. Seule est imputée la quantité effective nette passant dans le niveau inférieur via le point d'interconnexion avec le réseau inférieur. Cette optique de *quantité nette*

correspond au flux réel dans le réseau. Ce principe implique une redistribution des coûts, qui sont répercutés en fonction de ces injections. S'y ajoute le fait que la répartition des coûts répercutés tient davantage compte de la puissance. Enfin, des imprécisions dans les dispositions légales relatives au décompte des composantes de puissance sont également éliminées. Il est ainsi précisé que le principe de l'énergie nette s'applique à la part de puissance.

2.2 Systèmes de mesure

Le législateur s'est prononcé contre une ouverture du marché dans le domaine des systèmes de mesure. Les gestionnaires de réseau restent donc seuls responsables des systèmes de mesure dans leur zone de desserte. Les nouvelles dispositions légales prévoient toutefois une imputation plus transparente des coûts de mesure. Il n'est plus autorisé de solidariser les coûts de réseau. Les gestionnaires de réseau sont notamment tenus de fixer des tarifs de mesure conformes au principe de causalité en se basant sur leurs coûts de mesure imputables et de les publier. Le montant facturé pour le mesurage est perçu par point de mesure et doit figurer séparément de la rémunération pour l'utilisation du réseau lors de la facturation. Les coûts et dépenses que le gestionnaire de réseau doit assumer peuvent varier en fonction du type de point de mesure. Le montant facturé pour le mesurage doit suivre le principe de causalité et ne doit pas dépasser les coûts de mesure imputables (cf. art. 17a, al. 2 et 3, LApEI). En conséquence, lors de mesures bidirectionnelles, une rémunération pour le mesurage complète ne doit pas être prélevée deux fois sur le même point de mesure. Des mesures bidirectionnelles sont nécessaires, par exemple, lorsque des prosommateurs injectent de l'électricité dans le réseau et dans certaines variantes de raccordement d'installations de stockage. Si, en comparaison avec un mesurage unidirectionnel, des surcoûts uniques ou récurrents sont occasionnés, seuls les surcoûts concernés peuvent être facturés pour la deuxième mesure. Dans certaines configurations, une autre répartition (par exemple proportionnelle) des coûts effectifs entre les deux directions du mesurage peut être justifiée, par exemple lorsque les injections et les soutirages mesurés avec le même compteur intelligent ou système de mesure doivent être attribués à des personnes différentes. On peut ici citer l'exemple d'un « contracting model », où ce ne sont pas les consommateurs finaux d'un bâtiment (propriétaires ou locataires), mais un tiers qui y exploite une installation photovoltaïque et vend l'électricité injectée, en son nom et pour son compte, au gestionnaire du réseau. Les points de mesure virtuels constituent un cas spécial, puisque la position correspondant à l'appareil de mesure n'est pas mentionnée sur la facture. Certains coûts subsistent néanmoins, les coûts uniques pour la programmation et les coûts pour les licences du logiciel, et devraient en principe être répercutés conformément au principe de causalité. En règle générale, le montant de ces coûts reste limité et les tarifs devraient donc être nettement inférieurs à ceux d'un point de mesure habituel. La branche est libre de décider si ces coûts sont facturés conformément au principe de causalité, au moyen des tarifs correspondants, ou si l'on renonce à les facturer, à des fins d'efficacité, lorsque le montant est minime.

Sur le plan de la systématique, les nouvelles réglementations relatives aux systèmes de mesure sont insérées avant celles relatives aux processus d'information et à la plateforme de données introduites lors de la dernière révision au 1^{er} janvier 2025, ce qui entraîne des décalages dans la numérotation de ces dernières.

Suivi des tarifs de mesure et devoir d'information en matière d'efficacité énergétique

Ces directives relatives à l'imputation des coûts de mesure sont davantage détaillées à l'échelon de l'ordonnance. Les tarifs de mesure sont fixés pour chaque année civile, de façon analogue aux tarifs d'utilisation du réseau et aux tarifs de l'approvisionnement de base. Il convient de prévoir des tarifs différents en fonction des puissances de raccordement. Le Conseil fédéral fixe en outre les bases de calcul des coûts de mesure imputables. Les prescriptions concernant les coûts d'exploitation imputables et les coûts de capital calculés des installations nécessaires pour le système de mesure sont similaires aux prescriptions correspondantes s'appliquant à l'exploitation du réseau. Il en va de même de la

réglementation sur le traitement des différences de couverture résultant de périodes tarifaires antérieures.

Pour les tarifs de mesure, l'ordonnance prévoit désormais un suivi annuel par la Commission fédérale de l'électricité (ElCom). Cela doit permettre, d'une part, de contrôler efficacement les tarifs et, d'autre part, de créer une base de comparaison. Pour l'instant, aucun plafonnement des tarifs de mesure n'est introduit, car il est nécessaire dans un premier temps d'acquérir des valeurs empiriques dans ce domaine au moyen du suivi. Mais si ce dernier devait montrer que les tarifs de mesure sont trop élevés de manière générale, et pas seulement occasionnellement, il faudrait reconsidérer l'introduction d'un tel plafond.

Les nouvelles prescriptions légales prévoient également que les gestionnaires de réseau informent les consommateurs finaux sur l'évolution de leur consommation d'électricité par rapport à l'année antérieure, sur les possibilités d'identification de potentiels d'économie ainsi que sur la consommation moyenne et sur la fourchette de consommation des consommateurs finaux de leur groupe de clients.

Disponibilité rapide de systèmes de mesure intelligents et accès aux données

Il convient également de mentionner la nouveauté suivante : lors de l'introduction de systèmes de mesure intelligents, les gestionnaires de réseau sont actuellement tenus de servir en priorité les grands consommateurs finaux sur le marché libre de l'électricité ainsi que les installations de production nouvellement raccordées au réseau électrique (art. 31e, al. 2). En raison de la possibilité de consulter les données de mesure (art. 8a^{decies}, al. 1), la présence d'un système de mesure intelligent revêt en outre une importance décisive en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, de communauté électrique locale ou de recours à des accumulateurs électriques. C'est pourquoi le législateur a étendu le cercle des acteurs ayant le droit de bénéficier rapidement de l'installation d'un compteur électrique intelligent (art. 17a^{bis}, al. 3, LApEI). À cet égard, les dispositions d'exécution prévoient que les gestionnaires de réseau disposent d'un délai maximal de trois mois à compter de la date à laquelle les acteurs concernés font valoir ce droit pour procéder à l'installation d'un système de mesure intelligent.

En outre, si un gestionnaire de réseau ne remplit pas ses obligations légales, les clients ont désormais le droit de demander à un tiers (un autre gestionnaire de réseau ou une autre entreprise) d'installer un compteur électrique supplémentaire. Ce tiers peut facturer au gestionnaire de réseau local les coûts de ce compteur supplémentaire (y compris l'installation et la désinstallation). Ces coûts ne sont pas des coûts de mesure imputables du gestionnaire de réseau. Le Conseil fédéral fixe le plafond pour ces coûts.

2.3 Flexibilité

Avec la révision de la LApEI, les nouvelles dispositions régissant la flexibilité établissent :

- un principe de base central selon lequel les détenteurs de flexibilité (ci-après : DF) disposent librement de leur flexibilité (art. 17c, al. 1, LApEI). Quiconque veut utiliser cette flexibilité peut y avoir accès par contrat et contre rétribution. Sur la base de cette réglementation de la propriété, tant les tiers que les agrégateurs ou encore les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) peuvent acheter et vendre la flexibilité qui a été préalablement acquise auprès des DF. Les relations qui découlent de ce type d'utilisation ne sont volontairement pas réglementées dans la LApEI et relèvent par conséquent de la liberté contractuelle. Sous réserve des réglementations spécifiques liées à l'utilisation par le GRD de la flexibilité au service du réseau, ce principe fondamental s'applique à tous les types d'utilisations de la flexibilité, notamment à l'utilisation de la flexibilité au service du marché, au service du système (p. ex. maintien de la fréquence) ou en vue d'optimiser la consommation propre. Le marché de la flexibilité devrait offrir différentes utilisations possibles de cette dernière. La flexibilité est dès lors soumise à concurrence entre les différents acquéreurs de flexibilité ;

- des réglementations spécifiques pour l'utilisation de la flexibilité au service du réseau par le GRD (art. 17c, al. 2 à 6, LApEI). Parmi ces réglementations, l'on retrouve celles concernant :
 - l'utilisation contractuelle de la flexibilité (art. 17c, al. 2, LApEI en relation avec l'art. 19b OApEI) ;
 - les utilisations garanties de la flexibilité (art. 17c, al. 4 et 5, LApEI en relation avec l'art. 19c OApEI), et
 - l'utilisation poursuivie de la flexibilité existante (art. 17c, al. 3, LApEI en relation avec l'art. 19d OApEI).

Ainsi, lorsqu'un GRD agit conformément à son rôle et à ses tâches (cf. art. 8 LApEI), il peut se voir appliquer ces réglementations spécifiques, pour autant toutefois qu'il utilise la flexibilité du DF exclusivement au service du réseau (cf. art. 19a OApEI) et dans sa zone de desserte (art. 17c, al. 2 et 4, LApEI). En ce sens, l'ordonnance décrit ce qui doit être considéré comme tel (art. 19a OApEI), afin que cela soit une exigence implicite pour l'élaboration des contrats des GRD. Pour le GRD, l'utilisation de la flexibilité doit notamment être conçue comme mesure d'optimisation dans le cadre du principe dit ORARE (optimisation du réseau avant renforcement avant extension). Dans ce contexte précis, tout autre usage qu'une utilisation au service du réseau n'est donc pas possible. Toutefois, lorsqu'un GRD agit en tant que fournisseur de l'approvisionnement de base, il peut, en principe, utiliser la flexibilité d'un DF en vue d'une optimisation énergétique (et non pas au service du réseau). Dans ce contexte, il tomberait alors sous le coup du régime de base (art. 17c, al. 1, LApEI). Le GRD doit alors impérativement conclure avec le DF un contrat dont les modalités sont laissées à la liberté des parties. Dans cette situation, le GRD ne bénéficierait par ailleurs guère des réglementations spécifiques susmentionnées (privilèges) qui s'appliqueraient à lui s'il agissait conformément à son rôle et à ses tâches en utilisant de la flexibilité au service du réseau (p. ex. les utilisations garanties de la flexibilité).

Comme pour la LApEI, les présentes dispositions se bornent à traiter uniquement des diverses réglementations spécifiques découlant des relations entre les DF et les GRD concernant l'utilisation de la flexibilité au service du réseau. En effet, ces derniers se trouvent dans une situation de monopole et peuvent imputer les coûts liés à l'utilisation de la flexibilité directement au réseau (art. 15 LApEI et 13a^{bis} OApEI).

Enfin, il sied de rappeler que la nouvelle réglementation relative à l'utilisation de la flexibilité ne doit pas être confondue avec celle relative aux systèmes de commande et de réglage intelligents. C'est en effet grâce à de tels systèmes que la flexibilité peut être utilisée de manière optimale et efficace. Néanmoins, la flexibilité peut également être utilisée au moyen d'autres appareils, par exemple des onduleurs. Par l'intermédiaire de tels systèmes, plus simples, la flexibilité peut être utilisée de manière moins ciblée et moins précise. Les art. 19a à 19d OApEI regroupent sous l'appellation « systèmes de commande et de réglage » tous les systèmes et dispositifs permettant de gérer la flexibilité.

Utilisation contractuelle de la flexibilité

Toute nouvelle utilisation de la flexibilité implique *de facto* une nouvelle relation entre le GRD et le DF. Ce nouveau lien doit impérativement se traduire par un contrat entre les deux parties. Contrairement au principe de base (art. 17c, al. 1, LApEI) selon lequel les modalités du contrat sont laissées à la liberté des parties, le contrat découlant spécifiquement du lien entre le GRD et le DF dans le cadre d'une utilisation au service du réseau doit respecter des exigences minimales.

Utilisations garanties de la flexibilité

L'ordonnance règle les utilisations garanties de la flexibilité pour l'ajustement d'une part déterminée de l'injection au point de raccordement et en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau. Ces dernières priment sur les droits des tiers et le DF ne peut s'y opposer. Ces garanties sont assurées aux GRD, pour une utilisation au service du réseau et dans leur zone de desserte, à savoir leur réseau de distribution sans distinction de niveaux, le tout sans rémunération. Il convient de rappeler que les GRD qui agissent en tant que fournisseurs de l'approvisionnement de base

et qui, pour ce faire, ont en principe la possibilité d'utiliser la flexibilité d'un DF en vue d'une optimisation énergétique (et non pas au service du réseau) n'ont cependant pas droit au privilège des utilisations garanties. À cet égard, les coûts de l'ajustement d'une faible quantité de la production annuelle d'électricité des installations ou les réglages des charges en cas de menace immédiate sur la sécurité de l'exploitation du réseau doivent être considérés comme supportables par rapport aux coûts de l'extension du réseau ou aux coûts d'un black-out local ou régional.

A. *Ajustement d'une part déterminée de l'injection au point de raccordement*

Les utilisations garanties par le GRD doivent être étroitement limitées dans le cadre de la gestion de l'injection. L'ordonnance limite les droits d'anticipation côté production **au point de raccordement** à un maximum de 3% de l'énergie produite annuellement. Le GRD peut, le cas échéant, conclure un contrat avec le détenteur de la flexibilité afin de contracter la flexibilité supplémentaire du côté de la production (contre paiement).

Par *point de raccordement*, on entend dans la majorité des cas le point de fourniture, qui se réfère à l'art. 2, al. 2, de l'ordonnance sur les installations à basse tension (OIBT ; RS 734.27), selon la définition du document de branche de l'AES « Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution) »¹. Dans le cas d'un RCP, le point de raccordement est le point de couplage commun.

Les 3 % découlent du débat mené ces dernières années, y compris dans les pays voisins, selon lequel l'injection volatile de photovoltaïque et d'éolien en particulier n'alimente le réseau à la puissance maximale absolue que pendant quelques heures de l'année. Pendant de nombreuses heures, ces installations produisent avec une puissance inférieure à la puissance maximale. L'évaluation des coûts et des bénéfices par rapport aux coûts du réseau permet de déduire qu'il est possible de réaliser des économies substantielles sur les coûts du réseau en renonçant à l'injection maximale pendant quelques heures de pointe. En d'autres termes, le renoncement à l'injection quantitative de quelques points de pourcentage - selon la réglementation prévue ici, 3 % de l'énergie produite annuellement - peut conduire à une réduction sensible des coûts dans le réseau de distribution.

Même si, d'un point de vue historique, le débat sur le rapport coût/bénéfice de la gestion de l'injection en électricité s'est jusqu'à présent majoritairement porté sur la régulation du photovoltaïque et de l'éolien, cette possibilité peut en principe être transposée à d'autres technologies. Le législateur n'a pas limité le réglage de l'injection à un niveau de réseau ou à une technologie spécifique. Cette liberté technologique permet aux GRD de mettre en place des mesures de flexibilité là où elles ont le plus de sens, c'est-à-dire là où les coûts de la diminution de la puissance temporaire se traduisent par une réduction proportionnellement importante du côté des coûts du réseau. Cela signifie que les grandes centrales à accumulation sont également concernées par cette réglementation (p. ex. Gouggra, la 4e plus grande centrale du Valais est raccordée au réseau de distribution, ainsi que les installations solaires alpines ou les centrales éoliennes). Une précision est importante : les 3 % ne concernent que la production. La réinjection à partir des installations de stockage n'est pas comptabilisée dans ces 3 %.

L'objectif souhaité par le législateur est de développer la flexibilité « en aval du point de raccordement » en optimisant les possibilités d'autoconsommation au profit du délestage du réseau, ainsi que de développer une flexibilité utile pour le réseau. Il s'agit donc de limiter l'injection au point de raccordement et non la production de l'installation. Ainsi, ce réglage s'appuie sur une mesure au point de raccordement.

Dans le cadre de l'ordonnance, la part à régler est définie sur la base de la production annuelle d'énergie et non pas comme une partie de la puissance d'injection. Les GRD sont ainsi en droit de régler temporairement l'injection, par exemple à zéro, ceci tant que les 3 % ne sont pas dépassés sur l'année. Une limitation fixe de la puissance d'injection est également autorisée pour autant que cela n'entraîne pas une perte de production de plus de 3 %.

¹ NA/RR – CH, édition 2024, chap. 3

Proposition d'une méthode de calcul :

La production effective de chaque installation n'est connue qu'après chaque année. Les GRD sont responsables de la mise en place de directives transparentes et non discriminatoires pour fixer ces 3 % (art. 19d, al. 5, OApEI). Certes, il serait possible de se baser sur la production de l'année précédente ou d'établir un modèle de projection avec des variables et donc des installations de référence. Mais c'est à la branche qu'il revient de définir un tel modèle. Si elle ne peut pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans ce domaine (art. 27, al. 4, OApEI).

L'objectif du seuil de 3 % est de permettre au GRD d'intégrer les injections évitées dans sa planification du réseau. De plus, le GRD peut toujours conclure des contrats pour convenir de réductions de plus de 3 %, ce qui doit alors être rémunéré. L'objectif de cette utilisation garantie de la flexibilité est d'offrir aux GRD un point de départ pour qu'ils puissent contracter plus de flexibilité par le biais de nouveaux contrats et d'une rémunération, afin de garantir la stabilité du réseau et d'éviter les congestions.

Guide de mise en œuvre : différentes constellations d'utilisations garanties de la flexibilité :

Il existe aujourd'hui différentes constellations de flexibilité, qui dépendent, d'une part, de la volonté du GRD et des tiers et, d'autre part, des ambitions du DF. Pour cette raison, et afin de garantir toute flexibilité, qu'elle soit considérée comme fondamentale ou sophistiquée, il est acceptable que différentes flexibilités soient mises en œuvre. La formulation de la loi est neutre sur le plan technologique et se réfère uniquement à la quantité d'énergie. Ci-après, deux exemples illustrant les moyens pouvant être mis en œuvre pour assurer le respect du seuil de 3 %.

Exemple d'injection à partir d'une installation photovoltaïque :

Le GRD a en principe deux possibilités pour appliquer les utilisations garanties de sa flexibilité :

- A. Il prévoit une puissance d'injection maximale au point de raccordement. La valeur prescrite doit être choisie de manière à ne pas perdre plus de 3 % de l'énergie. (Par exemple, pour les installations photovoltaïques typiques, la perte d'énergie n'est que de 1 à 2 % si la puissance est limitée à 70 %).
- B. Il règle de manière dynamique l'injection au point de raccordement.

Dans le cas de A, le DF peut choisir la manière dont il souhaite la mettre en œuvre :

- 1. Soit il met en place, à ses frais, un système intelligent qui lui permet de respecter l'exigence (par exemple, par la charge de la voiture électrique ou de la batterie en cas de puissance d'injection trop élevée, ou dans le pire des cas, une limitation sur l'onduleur ou un arrêt de celui-ci).
- 2. S'il ne souhaite pas mettre en place un tel système (par exemple parce que c'est trop fastidieux, trop cher ou parce qu'il ne pourrait pas consommer lui-même l'énergie contenue dans les 30 % de puissance n'ayant, selon son mode de vie, pas de consommation pendant la journée), il peut aussi régler directement la limitation demandée sur l'onduleur.

Les représentants de la branche élaborent un document en vue de clarifier la répartition des éléments liés aux coûts entre les acteurs (installations techniques, câbles, boîtiers, etc.).

Exemple d'alimentation à partir d'une installation éolienne :

Dans son étude² sur les coûts d'extension du réseau, l'OFEN a montré que les augmentations de coûts dues à l'injection d'installations de production décentralisées se produisent surtout sur les niveaux de réseaux 3 et 5, tandis que sur le niveau de réseau 7, les charges supplémentaires dues aux pompes à chaleur et à la mobilité électrique jouent un rôle dominant. Dans ce contexte, les GRD ont la possibilité de procéder également à des réglages d'installations qui injectent dans le réseau

² [Les effets de l'électrification et de l'essor des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution d'électricité suisses \(admin.ch\)](https://www.admin.ch/gov/fr/section/04901/section/13611/section/13612)

moyenne ou haute tension. Cela concerne par exemple les installations éoliennes dont la production (et donc l'injection, puisque ces installations ne présentent généralement pas de consommation propre) peut provoquer des surcharges sur le réseau en raison d'un vent temporairement fort. L'exploitant du réseau peut alors arrêter partiellement ou totalement ces installations. Soit sur la base des utilisations garanties en respectant le seuil de 3 %, soit par un accord contractuel des réglages contre paiement qui dépassent les 3 %. Une solution de branche doit également être développée pour déterminer les pertes dues au réglage. Les mesures de vent des installations éoliennes concernées peuvent servir de base.

B. Utilisation en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau

Une possibilité semblable est déjà offerte à l'heure actuelle aux GRD (cf. art. 8c, al. 5 et 6 OApEI). Pour éviter d'arriver à une telle situation ou de réduire sensiblement leurs occurrences, il incombe aux GRD de prendre les mesures nécessaires et développer l'accès à la flexibilité par le biais d'un contrat ou de tarifs de réseau dynamiques. Le caractère urgent ne doit dans tous les cas pas être considéré comme un cas normal. Les GRD informent chaque année l'EiCom des utilisations effectuées conformément à l'art. 17c, al. 5, LApEI.

Énergie de réglage et d'ajustement et programmes prévisionnels

Le réglage de n'importe quel producteur (p. ex. une centrale hydroélectrique raccordée au niveau de réseau 3) peut entraîner des écarts de programme prévisionnel des groupes-bilan. Dans ce cas, Swissgrid serait alors contrainte d'utiliser de l'énergie de réglage et de facturer ses coûts aux groupes-bilan qui en sont à l'origine en tant qu'énergie d'ajustement. Cela peut néanmoins être évité si le secteur développe des processus de communication qui préviennent ce genre de situation. La mise en œuvre du « Redispatch 2.0 » en Allemagne peut servir d'exemple. Le Conseil fédéral part du principe que de tels réglages de l'injection vont augmenter en raison du développement de la production à partir d'énergies renouvelables fluctuantes. Les processus de communication entre les producteurs, les GRDs, les groupes-bilan et Swissgrid doivent être développés en ce sens par les acteurs concernés.

Flexibilité existante

En vue de préserver les droits acquis des GRD et de favoriser le développement de la flexibilité au sein de leur réseau de distribution, le législateur a accordé aux GRD une prérogative concernant la poursuite de l'utilisation de la flexibilité existante (cf. art. 19d OApEI). L'objectif est que l'utilisation de la flexibilité acquise avant l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation sur la flexibilité puisse être perpétuée.

L'ordonnance règle dès lors la mise en œuvre de cette prérogative. À cette fin, la notion de flexibilité existante est précisée dans l'ordonnance (art. 19d, al. 1, OApEI). La nouvelle réglementation proposée encourage le recours à la flexibilité en facilitant son utilisation par les GRD, tout en permettant l'émergence d'un marché de la flexibilité. Les GRD doivent en effet avoir la possibilité d'utiliser la flexibilité existante tant que le DF ne s'y oppose pas (opt-out).

Une flexibilité n'est considérée comme existante que dans la mesure où le GRD a déjà utilisé la flexibilité correspondante avant le 1^{er} janvier 2026. Ainsi, toute forme de flexibilité, qu'elle soit dite simple ou complexe, déjà gérée à l'aide d'un onduleur, d'un système de télécommande centralisée ou par l'intermédiaire d'un système de commande et de réglage, peut être qualifiée d'*existante*. Par exemple : un GRD a installé un système de commande et de réglage avant le 1^{er} janvier 2026 en vue de piloter une pompe à chaleur existante. Après cette date, des stations de recharge sont installées auprès du même DF. La flexibilité issue de ces nouvelles stations ne serait alors pas considérée comme étant existante, ceci dès lors que le GRD ne pouvait y avoir recours avant le 1^{er} janvier 2026.

2.4 Communautés électriques locales

Les communautés électriques locales (CEL) permettent de commercialiser l'électricité autoproduite localement, au sein d'un quartier ou d'une commune, via le réseau public. Elles peuvent par exemple amener à une meilleure utilisation des surfaces (de toitures) disponibles pour le photovoltaïque.

Conditions de participation

Les prosummateurs, les gestionnaires d'installations de stockage, les consommateurs finaux « ordinaires » et les producteurs peuvent participer à une CEL s'ils sont localement proches les uns des autres et s'ils sont raccordés au même niveau de réseau auprès d'un gestionnaire de réseau de distribution (la participation à plusieurs CEL est par conséquent exclue). Une CEL peut inclure, en tant que participants, un, voire plusieurs regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP). En outre, les entreprises d'approvisionnement en électricité peuvent également intégrer des installations de production ou de stockage dans une CEL et participer à la communauté par ce biais. Chaque participant doit être équipé d'un système de mesure intelligent.

Afin de mettre en œuvre le principe de proximité (« proches localement ») dans une CEL, l'utilisation du réseau est limitée aux niveaux 7 et 5 (et donc aux niveaux de réseau jusqu'à 36 kV). Les participants à une CEL doivent se trouver à un même niveau de réseau et avoir le même gestionnaire de réseau de distribution, autrement dit il peut y avoir des CEL au niveau de réseau 5 ou 7 ou au niveau de réseau 7 avec une utilisation partagée du niveau de réseau 5. Les constellations de CEL avec des participants raccordés à plus d'un niveau de réseau sont exclues par la loi. Sur un plan spatial, une CEL peut s'étendre, au maximum, au territoire d'une commune (art. 17d, al. 3, LApEI), sachant que tous les participants à la CEL doivent se trouver dans la même commune. Des CEL couvrant plusieurs communes sont exclues, même si un même gestionnaire de réseau fournit les communes. La réglementation légale donne donc lieu à des CEL de tailles différentes en fonction de la taille des communes. Afin de faciliter la création de CEL, la puissance de toutes les installations de production participantes ne doit représenter, au minimum, que 5 % de la puissance de raccordement des participants. L'électricité autoproduite au sein d'une CEL doit autant que possible être écoulee dans la CEL. Si les installations de production d'électricité participantes sont également utilisées pour la consommation propre, seule l'électricité qui n'est pas consommée dans le cadre de la consommation propre est considérée comme autoproduite.

Électricité produite et consommée en interne, réduction du tarif d'utilisation du réseau et besoins en électricité restants

L'électricité négociée au sein d'une CEL (produite et consommée en interne) est considérée comme autoproduite si elle ne dépasse pas la quantité d'électricité produite, déduction faite de la consommation propre. Pour l'électricité autoproduite, le tarif d'utilisation du réseau est réduit. La réduction est déterminée en fonction des niveaux de tension utilisés. La fixation à 40 % de la réduction du tarif pour l'utilisation d'un niveau de réseau (7 ou 5) tient compte du fait que les économies de coûts qu'une CEL permet de réaliser sont faibles, voire nulles, mais qu'une certaine réduction est aussi nécessaire pour étendre le modèle. Parallèlement, les autres utilisateurs du réseau prennent en charge les coûts qui ne sont pas facturés à la CEL. Lors de l'utilisation de plusieurs niveaux de réseau, la réduction est ramenée à 20 %, du fait des coûts supplémentaires notables occasionnés pour le gestionnaire de réseau et d'une utilisation plus importante de l'infrastructure du réseau de distribution.

Si la CEL a besoin de plus d'électricité (besoins en électricité restants), celle-ci proviendra du fournisseur de l'approvisionnement de base (ou éventuellement d'un tiers, pour les membres ayant accès au marché). Pour ces besoins restants, aucune réduction n'est appliquée sur la rémunération pour l'utilisation du réseau. Une CEL est également ouverte aux consommateurs finaux ayant accès au marché. Ceux-ci ne peuvent toutefois pas retourner à l'approvisionnement de base via leur participation à une CEL. Du fait de la participation de consommateurs finaux ayant accès au marché, une CEL peut en principe également disposer de plusieurs fournisseurs, puisqu'il n'est pas exigé qu'un client ayant

accès au marché s'approvisionne uniquement via la CEL. Pour les consommateurs finaux qui n'ont pas accès au marché libre, la participation à une CEL ne doit pas être un moyen de contourner l'approvisionnement de base de manière abusive. Par conséquent, ils doivent acheter l'électricité nécessaire pour couvrir leurs besoins restants uniquement au fournisseur de l'approvisionnement de base et les échanges au sein de la CEL portent uniquement sur l'électricité autoproduite (complétée par l'électricité provenant du fournisseur de l'approvisionnement de base nécessaire pour couvrir les besoins restants ; cf. art. 17d, al. 1, LApEI).

Une CEL peut fixer librement le prix de l'électricité qu'elle produit en interne. Elle peut également établir ses propres règles pour la facturation des rémunérations pour l'utilisation des réseaux. Pour toute question juridique concernant les rapports internes d'une CEL, les tribunaux civils sont compétents, comme c'est le cas pour le RCP. Indépendamment des règles internes, le consommateur final individuel ou le gestionnaire de l'installation de stockage est toujours redevable vis-à-vis du gestionnaire de réseau du montant calculé sur la base de l'art. 19g, al. 4, let. b, en relation avec l'art. 19g, al. 5.

La mise en œuvre d'une CEL donne lieu à une vaste concertation avec le gestionnaire de réseau local. Celui-ci est responsable des processus de décompte, qui comprennent la facturation du tarif d'utilisation du réseau (en tenant compte du tarif réduit pour les transports internes), de la mesure et de l'approvisionnement de base visant à couvrir les besoins restants en fonction des valeurs de mesure relevées. Une CEL n'est pas exemptée des coûts liés à la réserve d'électricité et des autres redevances et impôts.

2.5 Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Réglementation nécessaire

L'ordonnance contient des dispositions d'exécution relatives au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau prévu à l'art. 14a, al. 4, LApEI. On différencie trois catégories d'installations : installations de stockage avec consommation finale (let. a), installations transformant l'électricité (let. b) et installations pilotes ou de démonstration (let. c).

En ce qui concerne les deux premières catégories (installations de stockage avec consommation finale et installations transformant l'électricité), le remboursement est effectué uniquement pour la quantité d'électricité qui est réinjectée après soutirage du réseau et stockage (et transformation). Il doit être démontré qu'elle a été réinjectée dans le réseau. Les quantités d'électricité perdues en raison de pertes d'énergie lors du stockage ou de la transformation ne donnent lieu à aucun remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Pour les installations pilotes et de démonstration, selon la prescription légale, une réinjection de l'électricité soutirée n'est pas nécessaire pour bénéficier du remboursement.

L'OFEN, en collaboration avec des représentants de la branche (à savoir des membres de Swiss eMobility, d'aeesuisse et de l'association des entreprises électriques suisses [AES]), a formé un groupe de travail en vue d'élaborer une solution pratique pour la mise en œuvre du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau aux exploitants d'installations de stockage avec consommation finale. Du fait de la complexité de la mise en œuvre de cet article, le groupe de travail s'est mis d'accord sur une solution pragmatique. Les exemples présentés dans les paragraphes qui suivent concernant le remboursement ont été élaborés dans le cadre de ce groupe de travail et doivent servir à faciliter la mise en œuvre. Ces cas ne couvrent pas tous les cas de figure, et ne prétendent donc à aucune exhaustivité.

Les art. 18d à 18j contiennent les principales dispositions pour la mise en œuvre de la solution de remboursement mentionnée. Leur mise en œuvre concrète sur la base de la solution pragmatique est présentée dans le commentaire ci-après. D'autres éléments devront être précisés dans les directives à établir par les gestionnaires de réseau (art. 18i). Le groupe de travail va poursuivre son travail afin d'élaborer une solution de mise en œuvre orientée vers le plus long terme. Le Conseil fédéral entend

continuer à tenir compte des travaux du groupe de travail lors du développement des dispositions de l'ordonnance.

Mise en œuvre du remboursement

La disposition légale englobe une multitude de cas de figure qui sont précisés par la réglementation de l'ordonnance. On parle d'installation de stockage avec consommation finale lorsque, par exemple, une batterie stationnaire installée dans une maison est également utilisée à des fins de consommation finale dans une perspective d'économie énergétique, ou que la technique de mesure ne permet pas d'exclure une telle utilisation. Mais une installation de stockage avec consommation finale comprend également toutes les bornes de recharge bidirectionnelles et ainsi aussi, indirectement, des véhicules électriques (qui deviennent pour ainsi dire des « installations de stockage mobiles »). Ces différentes installations peuvent par ailleurs être raccordées à une installation de production (p. ex. une installation solaire).

Pour tenir compte des différents usages des installations de stockage avec consommation finale, la proposition de réglementation élaborée prévoit en outre une différenciation entre celles qui sont liées à des installations de production d'électricité et celles qui ne le sont pas. Pour l'essentiel, on peut établir les distinctions suivantes :

Installation de stockage sans installation de production :

- Pour les installations de stockage **stationnaires** non liées à une installation de production (pas d'installation photovoltaïque en aval du même point de fourniture), le remboursement est calculé sur la base de l'électricité injectée dans le réseau électrique. Comme l'électricité ne peut provenir que de l'installation de stockage, il n'est pas nécessaire d'y installer de système de mesure intelligent supplémentaire.
- Pour les installations de stockage **mobiles** (un véhicule électrique avec possibilité de recharge bidirectionnelle), l'installation de stockage peut être chargée et déchargée en des endroits distincts. À des fins de pragmatisme, dans le présent cas de figure, à titre provisoire, c'est la quantité totale d'électricité réinjectée dans le réseau à partir de l'installation de stockage qui est prise en compte pour le remboursement, indépendamment du soutirage effectif du réseau. En principe, seule l'électricité soutirée du réseau donne lieu à un remboursement. Cependant, il est actuellement impossible de vérifier si l'électricité a été soutirée du réseau et, le cas échéant, à quel point de raccordement.

Installation de stockage avec installation de production :

- Pour les installations de stockage **stationnaires** liées à une installation de production (installation photovoltaïque en aval du même point de fourniture, dont l'électricité est stockée dans l'installation de stockage), un système de mesure intelligent supplémentaire doit être mis en place sur l'installation de stockage. Étant donné que, pour les installations de stockage stationnaires, le soutirage et la réinjection de l'électricité se font toujours au même endroit et donc auprès du même gestionnaire de réseau, un calcul plus précis de la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement est possible. Cette quantité est calculée lors de chaque période de facturation en comparant les valeurs de courbes de charge de 15 minutes suivantes au point de raccordement au réseau : 1) valeurs minimales de la quantité d'électricité soutirée du réseau et stockée par période de 15 minutes, 2) valeurs minimales de la quantité d'électricité déchargée de l'installation de stockage et réinjectée dans le réseau par période de 15 minutes, 3) la plus petite des deux sommes obtenues aux points 1 et 2 est retenue. Seule peut être remboursée, au maximum, la quantité d'électricité qui a été préalablement soutirée du réseau au point de raccordement. Le gestionnaire de réseau de distribution tient une comptabilité propre à l'installation de stockage pour s'assurer que le remboursement ne dépasse pas ce qui a été payé au point de raccordement concerné pour l'utilisation du réseau pendant la même période de facturation.

Exemple :

Tranche de 15 minutes	Soutirage du réseau (kWh)	Stockage (kWh)	Valeurs minimales 1 (kWh)	Déchargement (kWh)	Réinjection (kWh)	Valeurs minimales 2 (kWh)
T1 :	30	25	25	0	0	0
T2 :	0	15	0	15	14	14
T3 :	0	0	0	0	18	0
T4 :	10	8	8	30	28	28
Somme par période de facturation			33			42

Quantité d'électricité déterminante pour le remboursement = 33 kWh

[Plus petite valeur après comparaison des sommes des valeurs minimales 1 (33 kWh) et 2 (42 kWh)].

- Pour les installations de stockage **mobiles** (un véhicule électrique avec possibilité de recharge bidirectionnelle) liées à une installation de production (installation photovoltaïque en aval du même point de fourniture, dont l'électricité est stockée dans l'installation de stockage mobile), un système de mesure intelligent supplémentaire doit être installé afin de mesurer l'électricité provenant de l'installation de stockage. À des fins de pragmatisme, à titre provisoire, c'est la quantité totale d'électricité réinjectée dans le réseau à partir de l'installation de stockage qui est prise en compte pour le remboursement, indépendamment du soutirage effectif du réseau. En principe, seule l'électricité soutirée du réseau donne lieu à un remboursement. Cependant, il est actuellement impossible de vérifier si l'électricité a été soutirée du réseau et, le cas échéant, à quel point de raccordement.

L'ordonnance règle également le montant du remboursement ainsi que sa composition et sa méthode de calcul. Toutefois, le remboursement peut prendre en compte au maximum la quantité d'électricité soutirée par période de facturation. Pour les installations de stockage avec consommation finale et les installations de transformation, le remboursement se limite de plus à la composante de travail du tarif d'utilisation du réseau correspondant, car la composante de puissance sert à rémunérer la capacité de raccordement. Cette capacité n'est pas supprimée en cas de réinjection, donc un remboursement n'a pas lieu d'être. Il en va de même pour les prix de base qui couvrent les coûts structurels du réseau. Ceux-ci ne donnent pas non plus lieu à un remboursement. Pour chacun de ses tarifs d'utilisation du réseau (tarif standard et tarifs optionnels), le gestionnaire de réseau établit un tarif de remboursement déterminant pour le calcul du remboursement. Ce tarif résulte de la composante de travail moyenne du tarif d'utilisation du réseau au lieu de réinjection (point de raccordement au réseau ; p. ex. moyenne du tarif « heures pleines » et du tarif « heures creuses »). Pour les tarifs variables en fonction des heures (p. ex. heures pleines et heures creuses), la durée du tarif est prise en compte. Si, par exemple, deux périodes de tarif « heures pleines » s'appliquent, l'une pendant 8 heures (« heures pleines 1 ») et l'autre pendant 6 heures (« heures pleines 2 »), et deux périodes de tarif « heures creuses » s'appliquent, toutes les deux pendant 5 heures (« heures creuses 1 » et « heures creuses 2 »), le tarif moyen est calculé comme suit : $(8 * \text{tarif « heures pleines 1 »} + 6 * \text{tarif « heures pleines 2 »} + 5 * \text{tarif « heures creuses 1 »} + 5 * \text{tarif « heures creuses 2 »}) / 24$. Seule la composante de travail est pertinente ici. Aucune pondération en fonction de la quantité n'est effectuée sur la base de la répartition dans le temps des quantités d'électricité soutirées. En cas de tarifs dynamiques, il convient d'appliquer un tarif non dynamique du groupe de clients concerné (art. 18e, al. 2) comme base de remboursement.

Le remboursement découle du tarif de remboursement et de la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement. Il prend en compte au prorata les coûts des services-système, de la réserve d'électricité visée dans l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)³, du supplément perçu sur le réseau et des mesures visées aux art. 15a et 15b LApEI. Le montant du remboursement concernant ces

³ RS 734.722

éléments est proportionnel à la quantité d'électricité réinjectée (ou à la quantité d'électricité soutirée pour la transformation, dans le cas des installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEI). Certains de ces éléments tarifaires peuvent être intégrés directement dans le tarif de remboursement ou rétribués séparément en fonction de la quantité réinjectée. Cela dépend de la pratique des GRD. Des explications claires et transparentes doivent toutefois être mises à la disposition des gestionnaires d'installations de stockage. Les redevances et prestations aux collectivités publiques restent de la compétence des cantons et des communes, raison pour laquelle les coûts concernés ne peuvent pas être pris en compte dans le remboursement.

Exemples de calcul du remboursement

Installation de stockage stationnaire liée à une installation de production :

Monsieur X possède une installation de stockage liée à une installation photovoltaïque à son domicile. Selon l'ordonnance, l'installation de stockage doit être équipée d'un système de mesure intelligent supplémentaire afin de garantir que Monsieur X, en tant qu'exploitant de ces installations, ne sera remboursé que pour l'électricité réinjectée depuis l'installation de stockage. Pour obtenir un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau correspondant à la quantité d'électricité qu'il a réinjectée, Monsieur X doit déposer une demande auprès de son gestionnaire de réseau. À l'aide du système de mesure intelligent, celui-ci détermine la quantité d'électricité soutirée du réseau et la quantité stockée pour chaque quart d'heure et compile les résultats pour en déterminer la valeur minimale. Il additionne ensuite les valeurs minimales ainsi obtenues (somme 1). Il détermine également, d'une part, les quantités déchargées de l'installation de stockage par quart d'heure et, d'autre part, les quantités réinjectées dans le réseau. Ces quantités par quart d'heure sont elles aussi comparées pour n'en retenir à chaque fois que la valeur la plus basse, puis toutes ces valeurs les plus basses sont additionnées (somme 2). La plus petite de ces deux sommes est considérée comme la quantité d'électricité pour laquelle la rémunération pour l'utilisation du réseau peut être remboursée. Cette quantité d'électricité est remboursée au tarif publié par le gestionnaire de réseau. Le montant du remboursement sera déduit de la prochaine facture de Monsieur X.

Installation de stockage mobile sans installation de production :

Monsieur X a installé une borne de recharge bidirectionnelle à son domicile. Il habite dans le canton A (zone de desserte A) et utilise sa voiture pour se rendre chaque jour à son travail dans le canton B (zone de desserte B). Il recharge parfois sa voiture au travail, consomme une partie de l'électricité de sa voiture lors de son trajet pour rentrer chez lui et, plus tard, en réinjecte une partie dans le réseau à son domicile, via la borne de recharge. Pour qu'une rémunération pour l'utilisation du réseau lui soit remboursée pour l'électricité réinjectée, Monsieur X doit déclarer sa borne de recharge auprès du gestionnaire de réseau de la zone de desserte A. À l'aide du système de mesure intelligent, le gestionnaire de réseau A prend connaissance de la quantité d'électricité directement réinjectée dans le réseau par la borne de recharge. Monsieur X a droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour cette quantité d'électricité réinjectée, qu'elle ait auparavant été soutirée dans la zone de desserte A ou dans la zone de desserte B. Le gestionnaire de réseau A applique à la quantité d'électricité réinjectée le tarif de remboursement qu'il a préalablement publié sur son site Internet. Le montant correspondant sera déduit de la prochaine facture de Monsieur X.

Installation de stockage mobile liée à une installation de production :

Madame X a installé une borne de recharge bidirectionnelle à son domicile. Elle possède également une installation photovoltaïque sur son toit, dont elle peut consommer elle-même la production, notamment pour recharger sa voiture électrique, ou l'injecter directement dans le réseau. Elle habite dans le canton A (zone de desserte A) et utilise sa voiture pour se rendre chaque jour à son travail dans le canton B (zone de desserte B). Elle recharge parfois sa voiture au travail, consomme une partie de l'électricité de sa voiture lors de son trajet pour rentrer chez elle et, plus tard, en réinjecte une partie dans le réseau à son domicile. Pour que la rémunération pour l'utilisation du réseau lui soit remboursée, Madame X doit déclarer sa borne de recharge au gestionnaire de réseau A. Celui-ci installe un système de mesure intelligent supplémentaire sur la borne de recharge et mesure ainsi les flux d'électricité à la borne de recharge. Ce système de mesure permet de différencier l'électricité qui passe de la borne de recharge au réseau et celle qui passe de l'installation photovoltaïque directement au réseau. Madame X n'a pas droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau sur la quantité d'électricité provenant de l'installation photovoltaïque et injectée dans le réseau. Elle a droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour la quantité d'électricité réinjectée dans le réseau qu'elle a auparavant soutirée du réseau,

indépendamment de l'endroit où ce soutirage a eu lieu. Le gestionnaire de réseau applique pour cela le tarif de remboursement qu'il a préalablement publié sur son site Internet. Le montant correspondant sera déduit de la prochaine facture de Madame X. L'énergie produite par l'installation solaire et injectée dans le réseau est reprise par le gestionnaire de réseau dans le cadre de son obligation de reprise et de rétribution, pour autant que Madame X le souhaite et que les conditions requises soient réunies.

Remarque : un consommateur final disposant de plusieurs raccordements au réseau avec des bornes de recharge (que ceux-ci se trouvent ou non dans la même zone de desserte) peut déposer une demande de remboursement par borne. On peut citer l'exemple d'un consommateur final qui passe la semaine à son domicile (équipé d'une borne de recharge) et le week-end dans sa maison de vacances (également équipée d'une borne de recharge, ce qui représente 2 logements, 2 points de raccordement et 2 demandes de remboursement).

L'ordonnance prévoit que les gestionnaires de réseau sont tenus d'élaborer les documents de mise en œuvre nécessaires, les représentants des consommateurs finaux des producteurs et des prestataires du domaine de l'électricité devant y être impliqués. Un processus réglant les aspects techniques et les modalités de l'examen et du remboursement doit figurer dans ces documents de mise en œuvre.

Cas particulier : le remboursement pour les installations de stockage intégrées à une communauté électrique locale (CEL)

Selon l'art. 17d, al. 1, LApEI, des installations de stockage peuvent également être incluses dans une CEL. Dans ces cas, non seulement les prescriptions concernant les CEL, mais également les dispositions relatives au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau sont applicables. Les explications qui suivent sont destinées à montrer comment fonctionne le remboursement pour les installations de stockage au sein d'une CEL.

Une CEL doit permettre et favoriser l'échange de la production locale grâce à la possibilité donnée à ses participants d'utiliser le réseau public à des conditions avantageuses. La consommation au sein de la CEL, couverte par la production d'un participant de la CEL, bénéficie d'un tarif d'utilisation du réseau réduit (tarif CEL). L'art. 19g, al. 4, let. a, définit ce qui doit être considéré comme de l'électricité « autoproduite » par la CEL. Le fait que l'électricité soit réinjectée dans le réseau à partir d'une installation de stockage au sein de la CEL n'a pas d'importance, raison pour laquelle cette électricité est également considérée comme une production de la CEL. Les cas pratiques esquissés ci-après apportent une clarification : le tarif d'utilisation du réseau ($T_{\text{réseau}}$) est le tarif de réseau « normal » payé pour l'utilisation du réseau public et le tarif CEL (T_{CEL}) est le tarif « réduit » appliqué en cas d'utilisation du réseau lors de l'échange d'électricité entre les participants à une CEL. Ce tarif CEL correspond au tarif pour l'utilisation du réseau applicable dans ce cas concret en vertu de l'art. 18d, après déduction du montant de la réduction. Le tarif CEL pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au sein d'une CEL ($T_{\text{remboursement CEL}}$) est le tarif obtenu en cas de réinjection d'électricité dans la CEL depuis une installation de stockage.

- a. **Cas 1 - stockage d'électricité au sein d'une CEL** : lorsque les participants d'une CEL échangent de l'électricité produite au sein de la CEL, le tarif CEL (T_{CEL}) s'applique : si le soleil brille au moment 1 (T1), l'exploitant d'une installation photovoltaïque (participant A de la CEL) peut, conformément au principe du point de prélèvement, injecter sa production (p. ex. 5 kWh) dans le réseau sans payer le tarif correspondant. Un participant B de la CEL disposant d'une installation de stockage (installation de stockage avec consommation finale) soutire au même moment précisément ces 5 kWh d'électricité afin de les stocker. Il paiera pour cela le tarif CEL (T_{CEL}). Un troisième participant de la CEL (participant CEL C) ne consomme rien et ne paie donc rien non plus. Quinze minutes plus tard, au moment 2 (T2), le soleil ne brille plus.

L'installation photovoltaïque ne produit plus d'électricité. L'exploitant de l'installation de stockage (participant B) réinjecte 5 kWh. En échange, il a droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au tarif de remboursement CEL. Le troisième participant de la CEL (participant C) consomme à ce moment et paie par conséquent le tarif réduit applicable à la CEL, à savoir T_{CEL} . La convention suivante s'applique : « - » = charge, « + » = décharge.

	participant A	participant B	participant C
i. T1 :	PV +5kWh	Stock.cons.fin. -5kWh	Consommation 0kWh
Tarif :	ne paie rien	paie T_{CEL}	ne paie rien
ii. T2 (+15 min) :	PV 0kWh	Stock.cons.fin. +5kWh	Consommation -5kWh
Tarif :	ne paie rien	reçoit $T_{remboursement\ CEL}$	paie T_{CEL}
iii.	$T_{remboursement\ CEL}$: le calcul du tarif de remboursement pour une installation de stockage connectée à une CEL se fait en appliquant le rabais CEL au tarif normal de remboursement : $T_{remboursement\ CEL} = T_{remboursement} * (100\% - \%rabais\ CEL)/100$.		

- b. **Cas 2 - stockage d'électricité en dehors d'une CEL** : lorsque l'électricité utilisée pour charger une installation de stockage ne provient pas de la production de la CEL, le tarif d'utilisation du réseau ($T_{réseau}$) (« - » = charge, « + » = décharge) s'applique : s'il fait nuit au moment 1 (T1), l'exploitant d'une installation photovoltaïque (participant A) ne paie rien. Un participant de la CEL disposant d'une installation de stockage (participant B) soutire de l'électricité à ce moment (5 kWh) et la stocke. Pour cela, il paie le tarif d'utilisation du réseau $T_{réseau}$ complet, puisque l'électricité ne provient pas d'un participant à la CEL. Un troisième participant de la CEL (participant C) ne consomme rien et ne paie donc rien non plus. Quinze minutes plus tard, au moment 2 (T2), l'installation photovoltaïque ne produit toujours pas. Le participant B, gestionnaire de l'installation de stockage, réinjecte 5 kWh. En échange, il a droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au tarif de remboursement CEL, étant donné qu'il participe à une CEL. Le troisième participant de la CEL (participant C) consomme à ce moment 5 kWh et paie par conséquent le tarif CEL.

	participant A	participant B	participant C
i. T1 :	PV 0kWh	Stock.cons.fin. -5kWh	Consommation 0kWh
Tarif :	ne paie rien	paie $T_{réseau}$ (p. ex. charge nocturne)	ne paie rien
ii. T2 (+15 min.) :	PV 0kWh	Stock.cons.fin. +5kWh	Consommation -5kWh
Tarif :	ne paie rien	reçoit $T_{remboursement\ CEL}$	paie T_{CEL}
iii.	Dans cette situation, l'installation de stockage est chargée avec de l'électricité qui ne provient pas de la production de la CEL. Lors de la charge, le tarif d'utilisation du réseau complet est dû. En cas de réinjection à partir de l'installation de stockage, l'art. 19g, al. 4, let. a, est déterminant et définit ce qui est considéré comme production de la CEL et donc à quel niveau le tarif CEL s'applique lors du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le consommateur final au sein de la CEL paie quant à lui le tarif CEL lorsqu'il soutire de l'électricité.		

- c. **Cas 3 - forme mixte** : lorsque la production d'une CEL ne suffit pas pour couvrir la consommation au sein de cette dernière, la part d'électricité manquante doit être soutirée du réseau. Dans ce cas, des tarifs différents devraient s'appliquer (« - » = charge, « + » = décharge) : si le soleil brille au moment 1 (T1), l'installation photovoltaïque du participant A produit 2 kWh. Un participant de la CEL disposant d'une installation de stockage (participant B) soutire et stocke au même moment 5 kWh d'électricité. Il y a donc une différence entre la quantité d'électricité produite et la quantité stockée. Le participant B paiera en partie (pour les

3 kWh) le tarif d'utilisation du réseau, puisque l'électricité ne provient pas d'un participant de la CEL, et en partie le tarif CEL (pour les 2 kWh). Un troisième participant de la CEL (participant C) ne consomme rien et ne paie donc rien non plus. Quinze minutes plus tard, au moment 2 (T2), l'installation PV ne produit plus rien. Le propriétaire de l'installation de stockage (participant B) réinjecte 5 kWh. En échange, il a droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au tarif de remboursement CEL, étant donné qu'il participe à une CEL. Le troisième participant de la CEL (participant C) consomme à ce moment et paie par conséquent le tarif CEL.

	participant A	participant B	participant C
i. T1 :	PV +2kWh	Stock.cons.fin. -5kWh	Consommation 0kWh
Tarif :	ne paie rien	paie $T_{réseau}$ et T_{CEL} ($3 \text{ kWh} * T_{réseau} + 2 \text{ kWh} * T_{CEL}$)	ne paie rien
ii. T2 (+15 min) :	PV 0kWh	Stock.cons.fin. +5kWh	Consommation -5kWh
Tarif :	ne paie rien	reçoit $T_{remboursement \text{ CEL}}$	paie T_{CEL}
iii.	Dans cette situation, l'installation de stockage est chargée en partie avec de l'électricité qui ne provient pas de la production d'une CEL et en partie avec de l'électricité qui provient d'une telle production. Lors de la charge, le tarif d'utilisation du réseau est payé pour une partie de l'électricité (celle ne provenant pas de la CEL) et le tarif CEL pour l'autre partie (celle issue de la production de la CEL). Remarque : Il n'est pas toujours possible d'empêcher complètement de charger de l'électricité du réseau, notamment parce que, pour des raisons techniques, le gestionnaire de l'installation de stockage doit, dans certains cas régulièrement, charger ou décharger complètement sa batterie. De plus, l'installation de stockage peut toujours contenir de l'électricité provenant du réseau en raison d'erreurs de prévision (prévision de production ou de consommation de la CEL). Il est en revanche interdit de charger systématiquement de l'électricité depuis le réseau pour la réinjecter dans la CEL (art. 19h, al. 4).		
iv.	Les conséquences de cette forme mixte sont les suivantes : lors de la réinjection, c'est toujours le tarif CEL qui est appliqué pour le remboursement, même pour l'énergie qui devrait être remboursée au tarif de remboursement plein, c'est-à-dire non réduit.		
d.	Cas 4 - dispositifs de stockage simples : il peut arriver qu'une installation de stockage sans consommation finale soit incluse comme participant au sein d'une CEL. Conformément à l'art. 14a, al. 1, let. b, LApEI, une telle installation ne paie pas de rémunération pour l'utilisation du réseau. Dans ce cas, si un consommateur participant à une CEL soutire de l'électricité de l'installation de stockage, le tarif CEL est appliqué. En revanche, si l'installation de stockage sans consommation finale réinjecte de l'électricité dans le réseau, elle n'a pas droit à un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau.		

La réglementation selon laquelle toute l'électricité injectée dans la CEL et soutirée en même temps dans la CEL par les participants à la CEL (consommateurs finaux, producteurs, installations de stockage) est considérée comme produite localement simplifie la gestion de la CEL. Dans le cas d'une installation de stockage intégrée à une CEL, la quantité d'électricité écoulee dans la CEL par période de décompte ne doit en principe pas être supérieure à celle qui en a été soutirée. Pour la quantité réinjectée dans la communauté qui dépasse la quantité soutirée de la communauté, le droit à la réduction sur le tarif d'utilisation du réseau s'éteint. Les directives de la branche fixent les règles concernant les autres détails de la mise en œuvre concrète.

Transformation de l'électricité et reconversion en électricité

Lors de la transformation de l'électricité conformément à l'art. 14a, al. 4, let. b, LApEI, la quantité d'électricité qui est réinjectée dans le réseau électrique après la reconversion en électricité est déterminante pour calculer le montant du remboursement. Les garanties d'origine (GO) établies dans

le registre de Pronovo pour la quantité d'électricité réinjectée (p. ex. électricité produite à partir d'hydrogène) servent à attester la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement. Les GO délivrées correspondent à la quantité d'électricité injectée. Pour la quantité d'électricité soutirée du réseau, les GO correspondantes doivent être annulées.

Pour permettre de déterminer quelle quantité d'électricité est soutirée du réseau pour la transformation, l'installation de transformation doit être équipée d'un système de mesure intelligent supplémentaire lorsqu'une installation de production est installée côté consommation du point de raccordement. Sur cette base, il est alors possible d'acquérir des GO pour la quantité d'électricité soutirée du réseau. Par exemple, lors de la production d'hydrogène, certaines GO de l'électricité sont converties en GO de l'hydrogène (mais pas toutes, en raison des pertes liées à la transformation). Ce processus s'applique également aux gaz ou combustibles synthétiques. Lors de la reconversion en électricité, de nouvelles GO de l'électricité sont émises (par une conversion de GO).

Les GO sont établies une fois par mois. Le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau se fonde sur les informations provenant du système de mesure (de l'électricité) intelligent. Le remboursement est calculé de la même manière que le remboursement destiné aux installations de stockage avec consommation finale. Le montant est calculé en appliquant le tarif de remboursement publié par le gestionnaire de réseau.

Installations pilotes et de démonstration (art. 14a, al. 4, let. c, LApEI)

Les installations pilotes et de démonstration (installations P+D) ne sont pas soumises à une obligation de reconversion en électricité pour obtenir un remboursement. La création de cette catégorie vise à inciter la mise en service de telles installations. En ce sens, et du fait qu'il n'y a pas d'obligation de réinjection pour obtenir un remboursement, l'intégralité de la rémunération pour l'utilisation du réseau est remboursée, comme pour l'exemption visée à l'art. 18c du présent projet d'ordonnance. Les installations qui se trouvent en phase d'autorisation de mise sur le marché, d'introduction sur le marché ou de diffusion sur le marché et qui présentent des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices bénéficient en principe d'un remboursement. Sont considérées comme *caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices* toutes les nouvelles connaissances qui résultent de la mise en service des installations.

De telles installations peuvent bénéficier du remboursement, ceci jusqu'à une puissance totale de 200 MW à l'échelle de la Suisse. L'OFEN tient à cet effet une liste permettant de vérifier si cette limite a été atteinte. Il vérifie que les critères sont remplis et inscrit l'installation concernée sur la liste. Le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau est effectué par le gestionnaire de réseau. L'électricité utilisée doit être d'origine renouvelable. Cela signifie que pour la quantité d'électricité qui est soutirée, les GO correspondantes issues de la production renouvelable doivent être annulées. L'installation doit être raccordée au réseau électrique suisse. Elle doit par ailleurs être mise en service au plus tard le 31 décembre 2034. Le remboursement a lieu dès le premier soutirage et dure jusqu'à l'arrêt de l'exploitation de l'installation, mais est limité à 20 ans. Les quantités d'électricité soutirées du réseau doivent être attestées à l'aide de systèmes de mesure intelligents. Seule la quantité d'électricité soutirée pour être transformée donne lieu à un remboursement. Si plusieurs installations sont installées en aval du même point de raccordement au réseau, des systèmes de mesure intelligents supplémentaires doivent être mis en place. Le droit au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau ne peut être exercé que pour les soutirages d'électricité effectués après l'entrée en vigueur de la disposition de l'ordonnance. Les soutirages effectués sur le réseau électrique avant cette date ne donnent droit à aucun remboursement. En revanche, le fait que l'installation ait été mise en service avant l'entrée en vigueur des prescriptions n'a aucune incidence. En principe, tant les exploitants de nouvelles installations que les exploitants d'installations existantes peuvent bénéficier de la réglementation relative au remboursement. Différents points ayant un lien avec la mise en œuvre sont réglés dans une directive d'exécution.

Autres thèmes en lien avec la réglementation applicable au stockage

D'après l'art. 6, al. 2 et 6, en relation avec l'art. 13, al. 1, LApEI, les consommateurs finaux captifs ne peuvent en principe acheter leur électricité qu'auprès de leur gestionnaire de réseau. En cas de vente d'électricité autoproduite (y compris celle issue d'une installation de stockage), la LApEI ne prévoit aucune limitation. Les prescriptions de l'art. 6 LApEI concernant le libre choix du fournisseur doivent toutefois être respectées.

Selon l'art. 15 de la loi sur l'énergie (LEne ; RS 730.0), l'obligation de reprise et de rétribution ne s'applique qu'aux producteurs. Cela signifie qu'il n'est pas possible de faire valoir cette obligation dans le cas d'installations de stockage où l'électricité provient du réseau et non de la production d'un producteur directement raccordé. Indépendamment de cela, un gestionnaire d'installation de stockage peut réinjecter dans le réseau de l'électricité qui y a été stockée après avoir été soutirée du réseau, puisqu'il détient un droit d'accès au réseau vis-à-vis du gestionnaire de réseau. Dans ce cas, il doit toutefois trouver lui-même un repreneur pour cette électricité.

Les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent, sur demande et sous conditions, se faire rembourser tout ou partie du supplément perçu sur le réseau (art. 39, al. 1 et 2, LEne. Conformément à l'art. 42 de l'ordonnance sur l'énergie (OEne ; RS 730.01), la demande de remboursement du supplément réseau doit être transmise au plus tard six mois après la clôture de l'exercice pour lequel le remboursement est demandé. Le requérant devra prouver que le supplément réseau ne lui a pas déjà été restitué via la réglementation sur le remboursement visée aux art. 18*d* à 18*i*.

Conformément à l'art. 4, al. 1, OEne, le marquage de l'électricité (et la publication) s'applique à la quantité d'électricité fournie à tous les consommateurs finaux : le marquage de l'électricité doit être effectué chaque année au moyen de GO pour chaque kilowattheure fourni à des consommateurs finaux. La solution actuelle prévoit que les GO sont effacées lorsque l'installation de stockage est chargée. L'électricité qui est réinjectée dans le réseau est alors considérée comme de l'énergie grise. Cependant, à l'avenir, la quantité d'énergie réinjectée augmentera, et avec elle la part d'énergie grise. Il faudra donc, le cas échéant, élaborer une autre solution.

3. Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

L'EICom, en raison des modifications apportées, n'exclut pas une augmentation des charges, d'une ampleur encore à estimer, en ce qui concerne les frais de personnel et les coûts d'investissement. Sous réserve des remarques ci-après, la révision de l'ordonnance n'a pas de conséquences majeures pour la Confédération, les cantons et les communes.

3.1 Systèmes de mesure

Les modifications prévues concernant la gestion des systèmes de mesure n'ont aucune conséquence pour la Confédération, que ce soit au niveau des finances, de l'état du personnel ou autre. Étant donné que les gestionnaires de réseau de distribution appartiennent en grande majorité aux pouvoirs publics cantonaux et communaux, les présentes modifications ont, dans une certaine mesure, des conséquences pour les cantons et les communes qui détiennent une participation dans un ou plusieurs gestionnaires de réseau.

3.2 Tarification du réseau, flexibilité et communautés électriques locales

Les modifications prévues concernant la tarification du réseau, la gestion de la flexibilité et l'introduction de communautés électriques locales n'ont aucune conséquence pour la Confédération, que ce soit au niveau des finances, de l'état du personnel ou autre. Étant donné que les gestionnaires de réseau de distribution appartiennent en grande majorité aux pouvoirs publics cantonaux et communaux, les présentes modifications ont, dans une certaine mesure, des conséquences pour les cantons et les communes qui détiennent une participation dans un ou plusieurs gestionnaires de réseau.

3.3 Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Les modifications prévues concernant la gestion de la nouvelle réglementation applicable aux installations de stockage n'ont aucune conséquence pour la Confédération, que ce soit au niveau des finances, de l'état du personnel ou autre. La mise en œuvre de cette réglementation entraîne une certaine charge supplémentaire pour les gestionnaires de réseau de distribution, ce qui peut avoir des conséquences indirectes pour les cantons et les communes, dans le cas où ces derniers sont propriétaires de l'entreprise.

4. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

Sous réserve des remarques ci-après, la révision de l'ordonnance n'a pas de conséquences majeures pour l'économie, l'environnement et la société.

4.1 Tarification du réseau et réglementation de la flexibilité

À moyen et long termes, les adaptations de la tarification du réseau et l'introduction d'une réglementation sur la flexibilité devraient améliorer les incitations en matière d'investissement pour les gestionnaires de réseau. Cela tient au fait que les clients finaux adapteront davantage leur utilisation du réseau aux capacités disponibles et assumeront une plus grande responsabilité en matière de coûts. Ces changements de comportement — liés en particulier aux tarifs dynamiques — conduisent à long terme à une réduction des besoins en matière d'extension du réseau et donc à une baisse des investissements. L'ampleur exacte de ces effets est difficile à estimer ; elle dépend également de l'interaction avec la régulation de la flexibilité.

Ensemble, les deux mesures entraînent une réduction significative des coûts d'extension du réseau. Les prix dynamiques pour le travail ou la puissance, qui se fondent sur la situation actuelle du réseau, inciteront les consommateurs à gérer leur consommation et les producteurs à gérer leur consommation et leur production à l'aide de systèmes de commande intelligents et d'installations de stockage, réduisant ainsi le soutirage du réseau aux heures de forte sollicitation. Une alternative plus facile à mettre en place a par ailleurs été créée pour les petits gestionnaires de réseau (introduction de prix pour la puissance qui varient en fonction des heures). Elle va toutefois de pair avec une liberté tarifaire réduite. La réglementation de la flexibilité permet avant tout d'écarter les pics d'injection et de gérer les charges de manière plus complète. Cela peut être couplé à des modèles tarifaires innovants.

D'après l'étude sur les réseaux de distribution « *Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze* » (OFEN, 2022, en allemand avec résumé en français), les coûts du réseau de distribution devraient pratiquement doubler d'ici 2050. Dans le scénario PEA (poursuite de la politique énergétique actuelle), des investissements d'environ 45 milliards de francs (valeur réelle aux prix de 2020) sont nécessaires, même en l'absence d'objectifs de politique énergétique plus ambitieux, pour

l'entretien et le développement de l'infrastructure du réseau électrique. Dans la variante « PV selon le Conseil des États », dont il a été tenu compte dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le besoin en investissement est supérieur d'environ 37 milliards de francs. Avec un comportement de charge dont l'orientation réseau est optimale, dans la mobilité électrique, les pics d'injection des installations photovoltaïques étant en même temps écrêtés à 70 % de la puissance installée, ou encore avec un réseau électrique plus intelligent, le besoin en investissement pourrait être diminué de près d'un quart. Les clients finaux y gagneraient. De manière générale, plus les clients finaux sont flexibles et leur potentiel en matière de pilotage est important, plus les possibilités d'économies sur les tarifs sont élevées.

4.2 Communautés électriques locales

Le modèle des communautés électriques locales (CEL) vise à susciter un développement supplémentaire significatif du photovoltaïque, mais il est en principe ouvert à d'autres énergies renouvelables (petite hydraulique ou installations éoliennes). Outre l'évolution des prix de l'électricité, l'effet en termes de développement dépend de l'efficacité économique d'une CEL et de l'existence d'une disposition à payer davantage pour de l'électricité produite localement. La réduction du tarif d'utilisation du réseau pour les CEL est compensée par une augmentation des coûts d'utilisation du réseau pour les autres consommateurs finaux. L'ampleur de cet effet dépend de la diffusion du modèle et du niveau des coûts de réseau. Étant donné que l'établissement de CEL n'est pas lié à des économies de coûts de réseau importantes, la réduction du tarif d'utilisation du réseau doit être, dans un premier temps, de 40 % respectivement 20 %, afin de mieux limiter les effets négatifs sur les autres consommateurs finaux, en particulier dans les zones de desserte de petite taille. En adoptant un comportement au service du réseau, une CEL pourrait obtenir en plus un tarif réduit pour l'utilisation du réseau.

5. Relation avec le droit de l'Union européenne

5.1 Tarification du réseau

Selon le règlement (UE) 2019/943⁴, qui a récemment été modifié par le règlement (UE) 2024/1747⁵, les tarifs d'utilisation du réseau doivent répondre à divers besoins. Les incitations à l'efficacité au regard des coûts et à l'efficacité énergétique, à l'intégration du marché, à assurer la sécurité d'approvisionnement et à des investissements efficaces en font partie. De plus, les tarifs d'utilisation du réseau doivent encourager les innovations dans l'intérêt des consommateurs dans les domaines de la numérisation et de la flexibilisation des prestations au service du réseau. En Suisse, les améliorations apportées à la tarification du réseau renforcent surtout les objectifs de l'efficacité au regard des coûts et de l'intégration du marché, ainsi que la numérisation et l'efficacité des investissements.

5.2 Flexibilité

Les réglementations européennes concernant la flexibilité sont définies principalement par le règlement (UE) 2019/943 et la directive (UE) 2019/944⁶. Ces derniers fixent des principes essentiels en vue d'encourager la flexibilité dans les réseaux électriques. Parmi ces principes, l'on retrouve notamment

⁴ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, JO L 158 du 14.6.2019, p. 54

⁵ Règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union, JO L, 2024/1747, 26.6.2024

⁶ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, JO L 158 du 14.6.2019, p. 125

le fait que tous les groupes de clients (industriels, commerciaux et résidentiels) devraient avoir accès aux marchés de l'électricité pour pouvoir négocier leur flexibilité et l'électricité qu'ils autoproduisent. Les consommateurs devraient en outre pouvoir consommer, stocker et vendre sur le marché l'électricité autoproduite et pouvoir participer à tous les marchés de l'électricité en apportant de la flexibilité au système, par exemple en stockant l'énergie, notamment à partir de véhicules électriques, en participant activement à la demande ou en mettant en œuvre des programmes d'efficacité énergétique. Par ailleurs, conformément à l'art. 32 de la directive (UE) 2019/944, les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les GRD à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution. Ces règles permettent de concilier une intégration accrue des énergies renouvelables, la participation active des consommateurs et le renforcement des mécanismes de flexibilité, tout en garantissant une coordination et une transparence transfrontalières adaptées aux défis de la transition énergétique.

Les dispositions de la présente ordonnance ne reprennent expressément pas les réglementations de l'UE, mais ne contreviennent pas non plus à celles-ci.

5.3 Communautés électriques locales

L'établissement d'une communauté électrique locale (CEL) se fonde sur l'idée d'une participation accrue des citoyens exprimée dans la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables⁷ (RED II) et dans la directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Un modèle comparable au sein de l'UE est la « communauté d'énergie renouvelable » (CER), dans le cadre de laquelle des personnes physiques, des PME ou des autorités locales, y compris des municipalités, peuvent s'associer pour former une communauté de production et de consommation proche du lieu de production. Selon l'art. 2, par. 16, de la directive RED II, une CER est une entité juridique autonome qui est effectivement contrôlée par les actionnaires ou des membres se trouvant à proximité des installations de production. L'objectif premier d'une CER est de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires, à ses membres ou à la collectivité locale. Elle ne poursuit pas de buts lucratifs.

Les principales différences entre une CEL et une CER sont les suivantes : le cercle des participants est moins restreint en Suisse que dans l'UE (les grandes entreprises et les gestionnaires de réseau peuvent également participer) et la solution suisse se limite à l'électricité.

5.4 Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Le droit européen ne contient aucune prescription spécifique concernant les exemptions de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau ou les remboursements de cette dernière pour les installations de stockage ou de transformation.

6. Compatibilité avec les engagements internationaux de la Suisse

Le projet est compatible avec les engagements internationaux de la Suisse.

⁷ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, JO L 328 du 21.12.2018, p. 82

7. Commentaire des dispositions

Art. 8 Tarifs de mesure

L'*al. 1* précise que les tarifs de mesure doivent être fixés pour la durée d'une année tarifaire (année civile), comme c'est également le cas pour les tarifs de l'approvisionnement de base et les tarifs d'utilisation du réseau. En outre, ils doivent être différenciés selon les puissances de raccordement.

Les tarifs de mesure doivent être axés sur les coûts et fixés conformément au principe de causalité. Le caractère imputable des coûts de mesure est évalué, dans le cadre des critères de fiabilité et d'efficacité (art. 17a, al. 2 et 4, LApEI), selon les dispositions d'exécution des art. 8a à 8a^{quater}. L'*al. 1^{bis}* prévoit l'introduction d'un suivi effectué chaque année par l'EICOM, afin d'assurer l'efficacité du contrôle des tarifs de mesure. Pour ce faire, les gestionnaires de réseau doivent préalablement transmettre les tarifs à l'EICOM et les publier conformément à l'art. 7b, de manière analogue aux tarifs d'utilisation du réseau et aux tarifs de l'énergie. Si le suivi devait montrer que les tarifs de mesure sont globalement trop élevés, le Conseil fédéral pourrait éventuellement fixer un plafond ultérieurement en s'appuyant sur l'art. 17a, al. 5, 2^e phrase, LApEI. L'OApEI devrait alors être adaptée en conséquence.

Art. 8a Coûts d'exploitation imputables

Les dispositions relatives aux coûts d'exploitation imputables sont inspirées de celles s'appliquant à l'exploitation du réseau. C'est pourquoi les coûts d'installation, qui figuraient jusqu'à présent dans les coûts d'exploitation, sont désormais définis, à juste titre, comme des coûts de capital imputables (cf. art. 8a^{bis}). L'*al. 1* s'appuie sur l'art. 15, al. 2, LApEI et mentionne, de façon non exhaustive, les principaux postes de coûts. Afin de préciser les détails, l'*al. 2* prévoit qu'il incombe aux gestionnaires de réseau, en vertu du principe de subsidiarité (art. 3, al. 2, LApEI), d'élaborer des directives pour le calcul des coûts d'exploitation imputables. On trouve une prescription comparable à l'art. 12, al. 2, pour les coûts imputables concernant l'exploitation du réseau. Si aucune norme appropriée n'est développée en temps utile, des mesures devront être prises par voie d'ordonnance (art. 27, al. 4, 3^e phrase, OApEI).

Art. 8a^{bis} Coûts de capital imputables

Les dispositions relatives aux coûts de capital imputables sont elles aussi inspirées de l'exploitation du réseau et sont en grande partie identiques à celles-ci. Comme déjà mentionné, les coûts d'installation sont désormais explicitement pris en compte comme coûts de capital imputables. Il est donc possible de se fonder sur le commentaire et la pratique relatifs à l'art. 13. On renonce ici à fixer un taux d'intérêt calculé correspondant au coût moyen pondéré du capital (*Weighted Average Cost of Capital, [WACC]*) spécifiquement pour le système de mesure. Le taux figurant à l'annexe 1 s'applique. Le principe de subsidiarité est à nouveau exprimé à l'*al. 4*.

Art. 8a^{ter} Dispositions particulières s'appliquant aux coûts de mesure imputables

Les prescriptions contenues jusqu'ici à l'art. 8a^{sexies}, al. 4 et 7, sont déplacées aux *al. 1 et 2* pour offrir une structure plus claire.

Art. 8a^{quater} Différences de couverture dans le domaine des coûts de mesure

La gestion des différences de couverture provenant des périodes tarifaires antérieures est analogue à celle qui prévaut dans l'approvisionnement de base (art. 4f) et dans le domaine du réseau (art. 18b).

Art. 8a^{quinquies} à art. 8a^{nonies}

La numérotation des art. 8a à 8a^{quinquies}, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2025 dans le cadre de la dernière révision, est adaptée suite à l'insertion de la réglementation relative aux systèmes de mesure.

Art. 8a^{decies} Systèmes de mesure intelligents

Pour donner à l'ordonnance une structure plus claire, les dispositions contenues jusqu'ici à l'art. 8a^{sexies} sont déplacées. Les actuels al. 4 et 7 figurent désormais dans le nouvel art. 8^{ter} (al. 1 et 2), tandis que les al. 5 et 6 figurent dans le nouvel art. 8a^{undecies}. L'al. 8 en vigueur devient par conséquent le nouvel al. 5.

Al. 3 : afin de faciliter l'utilisation de l'interface client pour les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage, cette interface doit être simplifiée et standardisée autant que possible à l'échelle de la Suisse. Étant donné que de nombreux compteurs intelligents sont déjà installés ou du moins acquis, une norme unique et uniforme ne semble pas réaliste. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau doivent adopter, d'ici fin janvier 2026, des directives de la branche dans lesquelles ils s'accordent sur les normes et les formats qui seront autorisés au niveau des interfaces clients. Ces directives doivent, comme il est de coutume, être rendues publiques. Elles comprennent au moins des prescriptions relatives aux interfaces techniques autorisées telles que RJ12 ou RJ45, aux protocoles autorisés tels que P1 DSMR, DLMS/COSEM, MQTT en format JSON ou HTTP REST API en format JSON, à la fréquence de publication des données à l'interface, par exemple toutes les 10 secondes, ainsi qu'à la structure des messages et à un contenu minimum uniforme dans toute la Suisse (ensemble minimal de données) mises à disposition sur les interfaces clients. Les gestionnaires de réseau impliquent les groupes d'intérêt concernés ainsi que l'OFEN dans l'élaboration de ces normes.

Les gestionnaires de réseau prennent ensuite des mesures pour que, en cas de besoin des clients finaux, leurs interfaces clients puissent être utilisées conformément aux normes, par exemple par paramétrage à distance. Si, dans certains cas, des mesures supplémentaires s'avèrent nécessaires, le gestionnaire de réseau peut par exemple proposer des adaptateurs sur ses interfaces clients aux consommateurs finaux qui lui font part de leur intérêt. Les coûts pour ce type de mesures sont imputables. Si les coûts de la mise à disposition de l'interface client selon la norme définie par la branche sont disproportionnés, le gestionnaire de réseau peut demander à l'EICOM à bénéficier d'une exemption. À l'al. 6, 1^{re} phrase, ajouté lors de la dernière révision, l'introduction de la communauté électrique locale établit également les participants de celle-ci en tant qu'ayants droit (cf. art. 17a^{bis}, al. 3, LApEI).

Art. 8a^{undecies} Exemption de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents

Pour donner à l'ordonnance une structure plus claire, les dispositions contenues jusqu'ici à l'art. 8a^{sexies} sont déplacées. Les al. 4 et 7 figurent désormais dans le nouvel art. 8^{ter} (al. 1 et 2), tandis que les al. 5 et 6 figurent dans le nouvel art. 8a^{sexies}.

Art. 8a^{duodecies} Installation de compteurs électriques supplémentaires

Al. 1 : pour les compteurs électriques supplémentaires, l'indemnisation se fonde en principe également sur les coûts effectifs de la mesure. Ici, l'obligation de payer n'incombe pas au client, mais au gestionnaire de réseau.

Al. 2 : étant donné que les compteurs électriques supplémentaires sont onéreux et qu'ils pèsent sur la marge bénéficiaire des gestionnaires de réseau du fait de l'impossibilité d'imputer les coûts correspondants, les gestionnaires de réseau ont le droit, après un an, de faire désinstaller les compteurs supplémentaires, à leurs frais, lorsque les défauts préexistants de leur infrastructure de comptage ont été corrigés. En cas de litige, il est possible de faire appel à l'EICOM. Le délai d'un an vise à assurer un équilibre des intérêts. Alors que ces compteurs supplémentaires peuvent s'avérer coûteux pour les gestionnaires de réseau, les prestataires externes, pour leur part, ont besoin d'une certaine sécurité en matière de planification sous la forme d'une durée minimale garantie de leur prestation.

Art. 8c

L'art. 8c est abrogé. Les systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau sont exclusivement utilisés dans le cadre de la flexibilité. Le contenu de cet article est dès lors transféré

aux dispositions portant sur la flexibilité (art. 19a à 19d) et harmonisé avec les modifications légales s'y rapportant.

Art. 13a^{bis} Coûts imputables des systèmes de commande et de réglage

L'application de l'ancien art. 13a, let. b (désormais 13a^{bis}, let. b) est harmonisée avec les modifications légales liées à la flexibilité, telles que l'abrogation de l'art. 8c OApEI.

Al. 1 : sont dès lors considérés comme imputables les coûts en capital et les coûts d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés par le GRD en vue d'utiliser la flexibilité au service du réseau au sens de l'art. 19a OApEI.

Au sens du présent alinéa, un système de commande et de réglage doit donc s'interpréter comme étant l'ensemble de ces systèmes ou dispositifs, qu'ils soient intelligents ou non. En effet, l'utilisation de la flexibilité par le GRD n'implique pas nécessairement un système de commande ou de réglage intelligent et le GRD peut tout à fait utiliser la flexibilité d'un DF par le biais d'un autre dispositif, tel qu'un onduleur par exemple. En outre, au vu de la réglementation relative à la flexibilité existante (art. 17c, al. 3, LApEI en relation avec l'art. 19d OApEI), il se justifie que les GRD puissent imputer les coûts en capital et les coûts d'exploitation des anciens systèmes de commande et de réglage déjà en place avant l'entrée en vigueur des présentes dispositions.

S'agissant des systèmes de commande et de réglage intelligents, l'art. 15, al. 3^{bis}, LApEI prévoit que le Conseil fédéral règle les conditions et l'étendue de l'imputabilité ainsi que l'attribution aux coûts d'exploitation et de capital de ces systèmes. L'imputabilité des autres systèmes de commande et de réglage qui sont utilisés aux fins de l'utilisation de la flexibilité au service du réseau visée à l'art. 19a OApEI découle, quant à elle, directement de l'art. 15, al. 1, LApEI.

Enfin, comme c'était déjà le cas jusqu'à présent, la rétribution versée pour l'utilisation de la flexibilité peut être également imputable. Avec l'abrogation de l'art. 8c, les dispositions traitant de la rétribution se trouvent désormais ancrées aux art. 17c LApEI et 19b et 19d OApEI. Ladite rétribution ne peut toutefois être imputable que si elle est proportionnelle aux coûts de réseau évités.

Al. 2 : à l'heure actuelle, la définition légale de ces systèmes de commande et de réglage intelligents est très large (art. 17b, al. 1, LApEI), de sorte qu'il n'est pas possible de savoir avec précision quels sont les éléments qui les composent. Il en va d'ailleurs de même pour les autres dispositifs (sous-entendu : non intelligents). De ce fait, il est difficile de déterminer exactement quels sont les coûts imputables en tant que coûts de capital et d'exploitation de tels systèmes et quels sont les coûts qui, selon la recommandation de la branche « Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution) » (NA/RR – CH, édition 2024), sont à la charge de la personne raccordée au réseau en tant que condition préalable à la construction pour le raccordement au réseau. Partant, les gestionnaires de réseau sont nouvellement chargés d'établir des directives transparentes et non discriminatoires sur les éléments imputables des systèmes de commande et de réglage intelligents, notamment sur les préparatifs techniques d'installation (p. ex. le conducteur de commande, le contacteur, le boîtier de façade, le câble entre le compteur d'eau et le compteur d'électricité ou encore les bornes de connexion du compteur). Si ces opérations font effectivement partie de l'installation d'un tel système, alors leurs coûts seraient imputables. En plus de l'importance de ce point dans la pratique, la clarté ainsi créée apporte une sécurité juridique en ce qui concerne les coûts imputables comme coûts de réseau et les coûts que les gestionnaires de réseau doivent facturer individuellement aux personnes concernées.

Art. 14, al. 3

La dernière phrase de l'al. 3 est abrogée en raison de la suppression du renvoi à l'art. 15, al. 1, let. c, selon les explications qui suivent.

Art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport

Al. 1 : la let. a est abrogée, car cette réglementation figure déjà à l'échelon de la loi, à l'art. 15c, al. 1, let. b, LApEI. Sont également abrogées les let. b (sans la dernière partie de la phrase) et c, afin de s'aligner sur des décisions du Tribunal administratif fédéral (arrêts A-2842/2010, A-2844/2010 et A-2876/2020), lequel a considéré illégales et inconstitutionnelles ces deux dispositions. La dernière partie de la phrase de la let. b, qui prévoit la facturation individuelle aux groupes-bilan de l'énergie soutirée de la réserve d'électricité visée dans l'OIRH devient le nouvel al. 1.

Al. 2, let. a^{bis} : par analogie avec l'art. 7, il convient de compléter l'art. 15, al. 2, pour inclure les coûts visés à l'art. 15a LApEI.

Al. 3 : afin que les coûts soient le plus possible imputés conformément au principe de causalité, la pondération de la composante de puissance (valeur moyenne des puissances mensuelles maximales) passe de 60 à 90 %. La composante de travail (totalité de l'énergie électrique prélevée) est réduite de 30 à 10 %. Le tarif de base fixe par point de soutirage, qui s'élève actuellement à 10 %, est supprimé. Ce tarif incitait à réduire le nombre de points de raccordement entre le réseau de transport et le réseau de distribution, ce qui est préjudiciable à la stabilité du réseau et donc à la sécurité d'approvisionnement.

Art. 16, al. 1 et 1^{bis}

Al. 1 : par analogie avec la nouvelle réglementation de l'art. 15, la pondération de la composante de puissance est également renforcée au niveau du réseau de distribution et passe de 70 à 90 %. En contrepartie, la composante de travail est réduite de 30 à 10 %.

L'augmentation de la composante de puissance implique une augmentation très limitée de la charge financière pour les niveaux de réseau inférieurs par rapport aux niveaux supérieurs. Le nouvel *al. 1^{bis}* introduit le principe de l'énergie nette pour la composante de travail. Cette adaptation entraîne une redistribution des coûts, des zones de desserte injectant de grandes quantités d'électricité vers les zones de desserte dont l'injection est faible voire nulle. En raison de la réduction de la composante de travail, cet effet est clairement délimité. La détermination de la composante de travail s'effectue, de manière analogue à celle des composantes de puissance, simultanément à tous les points de mesure.

Art. 17, al. 2

Le nouvel alinéa précise que, dans le cadre de la répercussion des coûts, la puissance nette aux points d'interconnexion entre réseaux voisins est déterminante pour le calcul des valeurs de puissance.

Art. 18 Principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau

Pour une meilleure vue d'ensemble, les dispositions d'exécution relatives aux tarifs d'utilisation du réseau sont réparties entre deux articles. L'*art. 18* contient les dispositions qui s'appliquent à tous les niveaux de réseau et de tension. Celles qui se rapportent spécifiquement au niveau de réseau 7 (basse tension) sont inscrites au nouvel art. 18a.

L'*al. 1* précise que les tarifs d'utilisation du réseau doivent être fixés pour une année civile, comme c'est également le cas pour les tarifs de l'approvisionnement de base et les tarifs de mesure.

L'*al. 2* détaille explicitement, à des fins de clarté et pour une meilleure compréhension, qu'à l'intérieur d'un niveau de tension, il convient de regrouper les clients dont les profils de soutirage sont identiques ou semblables dans un groupe de clients et précise que les groupes de clients se distinguent par une palette de tarifs uniforme.

Al. 3 : un gestionnaire de réseau est en principe libre de décider s'il souhaite proposer aux consommateurs finaux au sein d'un groupe de clients des tarifs d'utilisation du réseau supplémentaires à ses tarifs standard. Dans le cas où il prévoit un tarif d'utilisation du réseau dynamique en tant que tarif standard, le gestionnaire de réseau doit, en application de l'al. 6, prévoir un tarif optionnel comportant

des composantes tarifaires non dynamiques. Le tarif standard doit être signalé en tant que tel pour être distingué de manière transparente des éventuels autres tarifs proposés.

L'*al. 4* établit les principes pour la structure des différents tarifs, que ce soient les tarifs standard ou les autres tarifs proposés. Il souligne que les gestionnaires de réseau sont en principe libres dans le choix et la pondération des différentes composantes tarifaires. Une liberté tarifaire s'applique par conséquent.

Généralement, trois composantes tarifaires différentes sont possibles. La « composante de travail » correspond à la somme de l'énergie électrique soutirée. Autrement dit, ce sont les kilowattheures soutirés au cours de l'année tarifaire (ou de la période de décompte) qui sont déterminants. La « composante de puissance » se réfère à la puissance maximale soutirée par le consommateur final concerné durant une période définie. La pratique se fondait jusqu'ici sur les puissances mensuelles les plus élevées (électricité soutirée maximale). Sans système de mesure intelligent, le gestionnaire de réseau peut aussi fixer les prix de la puissance en se fondant sur le dimensionnement du raccordement. Outre les composantes de travail et de puissance, les gestionnaires de réseau peuvent aussi intégrer dans leurs tarifs des tarifs dits « de base » (composantes de base fixes), indépendants de la consommation et de la puissance. La liberté tarifaire n'est cependant pas illimitée. Tout d'abord, certaines limites découlent déjà des principes tarifaires figurant à l'art. 14, al. 3, LApEI. D'après la *let. a* de cet alinéa, les tarifs doivent refléter les coûts occasionnés (principe de causalité). D'après la *let. e*, ils doivent tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces ; ils doivent créer des incitations à exploiter le réseau de façon stable et sûre. C'est surtout l'utilisation efficace de l'électricité qui met certaines limites à la pondération de la composante de puissance. Certes, les tarifs fondés sur la puissance favorisent généralement le respect du principe de causalité, le total des coûts du réseau reposant moins sur la somme annuelle des kilowattheures soutirés que sur les charges maximales concernées. Mais inversement, les composantes de travail constituent des incitations plus fortes à utiliser l'électricité de manière efficace. La pratique de l'EICOM permet ainsi de définir des limites inférieures ou supérieures pour la pondération des différentes composantes tarifaires, une distinction entre les niveaux de réseau étant aussi possible pour tenir compte des différentes réalités techniques et économiques. Ensuite, la liberté tarifaire est également limitée par les prescriptions tarifaires spécifiques pour le niveau de basse tension, à savoir les prescriptions particulières visées à l'al. 5 de cet article ainsi qu'à l'art. 18a, al. 2, *let. a* et *c*, et al. 4.

Conformément à l'art. 14, al. 3, *let. e*, de la LApEI, il convient de faire davantage recours à des incitations en matière d'efficacité, de stabilité et de sécurité du réseau lors de la fixation des tarifs d'utilisation du réseau. En outre, étant donné que les tarifs d'utilisation du réseau d'après l'art. 14, al. 3, *let. a*, LApEI doivent présenter des structures « compréhensibles » et non plus « simples », il y a une plus grande liberté dans les tarifs, dont les différentes composantes peuvent évoluer durant l'année tarifaire en fonction d'un certain nombre de facteurs. La base pour des tarifs d'utilisation du réseau dynamiques est ainsi créée. En cas de tarifs dynamiques, le tarif effectif obtenu est certes évolutif, puisque son montant dépend d'un paramètre externe, à savoir le niveau d'utilisation du réseau. Toutefois, pour de tels tarifs, une méthode de calcul prédéfinie est fixée pour un an. Les tarifs dynamiques correspondent ainsi à la prescription légale contraignant les tarifs à rester fixes sur une année.

L'*al. 5* énonce des exigences minimales régissant l'élaboration de ces tarifs dynamiques : la *let. a* précise que de tels tarifs sont autorisés s'ils créent une incitation ciblée à adopter un comportement au service du réseau. Il faut des incitations à réduire les contributions individuelles à la charge de pointe sur le réseau ou une partie du réseau. Les tarifs dynamiques doivent être conçus sur la base des valeurs de charge du réseau attendues peu avant l'utilisation (le jour ouvré précédent, ou dans un délai plus court encore). Les tarifs « heures pleines » / « heures creuses » statiques actuels ne peuvent pas être considérés comme des tarifs dynamiques. Afin d'obtenir une différenciation temporelle suffisante, ils doivent en règle générale avoir au moins quatre niveaux tarifaires avec une durée minimale suffisamment longue, d'au moins une heure. Les niveaux tarifaires différenciés temporellement peuvent occasionnellement être similaires, s'ils reflètent des situations comparables du réseau à différents moments. Grâce aux données des compteurs intelligents, il est possible de saisir la charge du réseau

tous les quarts d'heure, ce qui permet en principe une granularité nettement plus fine pour les tarifs de réseau dynamiques. En ce qui concerne les modèles dynamiques existants qui sont moins différenciés dans le temps, il faudrait adopter une différenciation plus importante au moins les jours ouvrables. À moyen terme, une différenciation plus fine (au moins horaire) doit être mise en œuvre.

Selon la *let. b*, il doit en outre être possible pour les gestionnaires de réseau, en dérogation au principe énoncé à l'al. 2, de différencier les tarifs dynamiques selon le lieu, en fonction de la situation sur le réseau. Les situations peuvent varier fortement. On pense en particulier aux villes présentant un excédent de charge important, d'une part, et aux régions rurales dont la charge est relativement faible et qui affichent une importante production locale d'électricité, d'autre part. Étant donné que la loi entend explicitement promouvoir les tarifs dynamiques, le principe de l'uniformité selon l'al. 2 doit être interprété de telle sorte que des tarifs différenciés selon le lieu puissent être prévus, l'uniformité devant tout de même être prise en compte de manière aussi complète que possible grâce à la structure visée à la *let. c*. La différenciation selon le lieu doit être effectuée par le gestionnaire de réseau en fonction de la situation sur le réseau.

L'EiCom évalue d'office, mais également en cas de litige, si la structure concrète du tarif répond à cet objectif et si on peut par conséquent parler d'un tarif dynamique. Il est surtout question ici du choix des valeurs de référence en lien avec le réseau et de la définition de leur influence sur la variabilité des composantes tarifaires. Néanmoins, les gestionnaires de réseau sont en principe libres pour ce qui est de la composition de ces valeurs de référence. Il convient de noter qu'il s'agit toujours d'une « structure compréhensible » au sens de l'art. 14, al. 3, let. a, de la LApEI. La dynamique peut se référer à la composante de travail ou à la composante de puissance. Comme pour les autres tarifs, la méthode concrète doit être publiée au plus tard fin août de l'année précédente. Cela signifie que le tarif fixé peut être modifié jusqu'au jour précédent, ou à l'avenir le cas échéant en temps réel, sur la base de la méthodologie publiée, afin de pouvoir tenir compte des congestions du réseau.

La *let. c* fixe des exigences supplémentaires concernant la structure des tarifs dynamiques. Ces règles permettent de mettre en œuvre l'uniformité des tarifs exigée par la loi, mais aussi de tenir compte du principe de causalité et de transparence (compréhensibilité). En principe, la même méthode de calcul des tarifs dynamiques est utilisée pour tous les clients finaux d'une zone de desserte (ou d'un secteur de zone de desserte). Le point de départ de la fixation des tarifs dynamiques est un profil de charge standard à déterminer par le gestionnaire de réseau pour le groupe de clients auquel le tarif dynamique est appliqué. La rémunération pour l'utilisation du réseau dans un tarif dynamique résultant d'un profil de charge standard doit être comparable à celle qui prévaut dans d'autres tarifs (non dynamiques) de ce groupe de clients, et doit ainsi être compréhensible pour les consommateurs finaux. Cela doit, conjointement avec le principe prévu à la *let. e*, garantir une structure des tarifs dynamiques qui respecte le principe de causalité. La comparabilité avec la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le profil de charge standard vaut en particulier pour les tarifs dynamiques différenciés selon le lieu. Dans la pratique, il faudra encore clarifier la période pour laquelle la comparabilité doit être assurée, à savoir pour l'année tarifaire dans son ensemble ou seulement pour des périodes plus courtes.

La *let. d* concrétise le principe de causalité lors de la fixation de tarifs dynamiques par le gestionnaire de réseau. Les tarifs dynamiques ont pour but de soulager le réseau et donc réduire les coûts du réseau à moyen et long termes. Ceci est principalement dû au fait qu'ils permettent de réduire les charges de pointe et aident ainsi à éviter de devoir étendre le réseau. Les économies de coûts attendues constituent l'étalon de mesure (dans le sens d'une valeur maximale) des avantages côté réseau à répercuter via les tarifs dynamiques. Les gestionnaires de réseau doivent ici tenir compte de manière appropriée des coûts supplémentaires liés à l'introduction et à l'exploitation de tarifs dynamiques. Il est essentiel que le gestionnaire de réseau procède à une planification solide accompagnée d'une analyse coûts/bénéfices et qu'il puisse en apporter la preuve sur demande de l'EiCom.

La *let. e* tient compte du fait que les tarifs dynamiques sont par nature plus complexes à concevoir et à mettre en œuvre, qu'il n'existe pas encore de valeurs empiriques solides en la matière et que la technologie concernée se développe rapidement. Les gestionnaires de réseau sont donc tenus de

veiller à la transparence dans la gestion de ces tarifs. Cela implique avant tout une présentation compréhensible de la méthode de tarification, y compris l'indication des tarifs maximaux, et le cas échéant également des tarifs minimaux, découlant de ladite méthode, ainsi que la possibilité pour les consommateurs finaux de consulter facilement et suffisamment à l'avance les tarifs résultant de cette méthode et de vérifier le décompte. Ce dernier point implique notamment qu'un consommateur final reçoive, sur le portail client ou en tout cas sur demande, un décompte détaillé (précisant les différentes périodes et le tarif correspondant ainsi que la quantité soutirée), à l'aide duquel il peut vérifier sa facture.

Al. 6 : lors de l'introduction de tarifs dynamiques, des tarifs non dynamiques restent possibles en tant que tarifs optionnels. Il est probable, dans l'état actuel des choses, qu'ils continueront à être proposés au moins à moyen terme. Pour faciliter la transition, tous les gestionnaires de réseau doivent proposer au moins un tarif optionnel non dynamique lorsque seul un tarif dynamique est défini comme tarif standard. L'EICOM doit rendre compte régulièrement de l'évolution en cours en indiquant si cette réglementation empêche la diffusion de tarifs de réseau dynamiques et quels effets elle a sur le développement des coûts du réseau. Cela doit permettre d'évaluer si l'obligation de proposer un tarif optionnel non dynamique doit éventuellement être supprimée.

En outre, en cas de généralisation des tarifs d'utilisation du réseau dynamiques, l'interaction avec un achat d'électricité *day-ahead* par des consommateurs finaux qui acquièrent de l'électricité à court terme sur le marché de l'électricité devrait être clarifiée par une directive de la branche, afin qu'une optimisation des coûts de l'énergie et des coûts du réseau reste possible.

Art. 18a Tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension

Les nouvelles dispositions relatives à la tarification au niveau de réseau 7 gardent la notion de groupe de clients de base : indépendamment du profil de soutirage et d'une éventuelle consommation propre, les consommateurs finaux habituels visés à l'*al. 1, let. a*, continuent d'appartenir au même groupe de clients. D'après la *let. b*, les consommateurs finaux qui feraient partie du groupe de clients de base visé à la *let. a*, mais qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent (art. 8a^{quinquies} et art. 31I, al. 1 et 2) doivent être attribués à un groupe de clients distinct, une prescription particulière s'appliquant aux tarifs les concernant (al. 4).

Al. 2 : pour le groupe de clients de base, les gestionnaires de réseau peuvent, comme d'habitude, appliquer des tarifs d'utilisation du réseau avec une composante de travail minimale de 70 % (*let. a*). Désormais, des tarifs dynamiques sont aussi permis (*let. b*) aux conditions énoncées à l'art. 18, al. 5. La *let. c* permet aussi, en relation avec l'*al. 3*, une forme simplifiée de tarifs d'utilisation du réseau, avec des tarifs de puissance variant en fonction des heures et fixés au préalable pour certaines périodes d'une année tarifaire, en fonction des charges. Pour les appliquer, il faut en même temps qu'une composante de travail non dégressive d'au moins 50 % soit fixée. Afin de garantir une différenciation suffisante des prix de la puissance en fonction des heures, la composante de puissance doit présenter au moins quatre valeurs différentes par jour. Le montant des prix de la puissance doit également être différencié en fonction de la charge du réseau. Un tarif au sens de la *let. c* doit être fixé pour une année tarifaire. Des variations saisonnières des prix de la puissance sont autorisées, par exemple lorsque des pics de puissance nettement plus élevés se produisent en hiver. Une structure saisonnière est cependant déjà à prévoir dans la fiche tarifaire qui doit être publiée conformément à l'art. 7b, al. 1.

Al. 4 : pour les consommateurs finaux visés à l'*al. 1, let. b*, la disposition tarifaire actuelle reste inchangée (composante de travail d'au moins 70 %). Ce groupe de clients ne peut pas bénéficier de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques.

En dehors du champ d'application de l'art. 18a, les gestionnaires de réseau de distribution doivent uniquement respecter les principes tarifaires fixés dans la loi (art. 14, al. 3, LApEI) et les dispositions d'exécution générales de l'art. 18. Cela vaut en particulier pour les niveaux de réseau supérieurs (au-dessus du niveau de réseau 7) et pour l'ensemble des consommateurs finaux dont la consommation annuelle atteint au moins 50 MWh.

Art. 18d Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Al. 1 : le tarif de remboursement fixé par les gestionnaires de réseau doit être publié en tant que tarif d'utilisation du réseau (art. 12, al. 1, let. a, LApEI). L'art. 18e fixe les prescriptions pour le calcul du tarif.

Al. 2 : contrairement à ce qui prévaut pour les installations de stockage avec consommation finale et les installations de transformation, le remboursement se calcule, pour les installations pilotes et de démonstration, sans tenir compte des tarifs de remboursement. Dans ce cas, contrairement à la disposition de l'al. 1, non seulement la composante de travail mais aussi les autres composantes de la rémunération sont prises en compte. La raison en est que, pour les installations pilotes et de démonstration, il n'est pas nécessaire que la quantité d'électricité correspondante soit réinjectée. De plus, il ne s'agit que d'un soutien temporaire pour un nombre limité d'installations. Le remboursement aura donc pour de telles installations le même effet qu'une exemption au sens de l'art. 18c. La seule différence par rapport aux installations exemptées est que la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être payée et sera ensuite remboursée sur demande, pour autant que les prescriptions correspondantes soient remplies (cf. art. 14a, al. 4, let. c, LApEI et art. 18h).

Al. 3 : le remboursement du montant a lieu sur demande et doit se faire dans le cadre de la facturation régulière suivante, sous la forme d'une réduction correspondante des coûts facturés au titre de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les gestionnaires de réseau devront donc mettre à disposition un formulaire approprié pour le dépôt de la demande. La marche à suivre détaillée devra être clarifiée dans les directives des gestionnaires de réseau, conformément à l'art. 18i. L'EICom statue en cas de litiges en lien avec le remboursement (droit au remboursement, montant) (art. 22, al. 1 et 2, let. b, LApEI). Font exception les litiges portant sur la reconnaissance d'une installation en tant qu'installation pilote et de démonstration au sens de l'art. 18h, al. 2, auquel cas l'OFEN est compétent.

Al. 4 : le montant facturé (la composante de travail payée, additionnée des coûts des services-système, etc.) constitue la limite supérieure du remboursement. Le remboursement ne doit, en fin de compte, pas permettre de réaliser un profit.

Art. 18e Tarifs de remboursement

Al. 1 : les gestionnaires de réseau doivent prévoir, tant pour leurs tarifs standard que pour leurs tarifs optionnels, des tarifs correspondants pour le calcul du remboursement, qui doivent être publiés en même temps que tous les autres tarifs d'utilisation du réseau (cf. art. 12, al. 1, let. a, LApEI ; art. 7b).

Le droit au remboursement pour les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. a et b, LApEI se limite à la composante de travail dans le tarif. Le prix de la composante de puissance servant à rémunérer la capacité de raccordement n'est pas remboursable, car cette capacité n'est pas supprimée en cas de réinjection. Il en va de même pour les prix de base, qui couvrent les coûts structurels du réseau. Ces coûts ne sont pas non plus remboursés. Le tarif de remboursement correspond à la composante de travail moyenne du tarif d'utilisation du réseau concerné. En cas de tarif unique, le tarif de remboursement correspond donc à la composante de travail. Pour les tarifs à plusieurs échelons (notamment les tarifs « heures pleines » et « heures creuses »), il faut procéder à une pondération en fonction des périodes valables pour les échelons tarifaires correspondants. La répartition des quantités d'électricité concernées sur les échelons tarifaires ne doit toutefois pas être prise en compte. En cas de tarifs dynamiques, il convient de fixer un tarif moyen annuel en fonction des prévisions. Comme dans le cas de l'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 18c), les coûts des services-système, les coûts liés à la réserve d'électricité, au supplément perçu sur le réseau ainsi que les contributions au prorata visées aux art. 15a et 15b LApEI ne sont pas dus non plus dans le cadre du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Ces coûts, comme ceux de la composante de travail, doivent être remboursés en fonction de la quantité d'électricité réinjectée. La partie générale du présent rapport explicatif fournit des exemples de calcul du montant du remboursement.

Al. 2 : en cas de tarif dynamique d'utilisation du réseau, le remboursement se calcule, en tant que solution pragmatique, sur la base d'un tarif non dynamique du même groupe de clients.

Al. 3 : étant donné que les installations de stockage avec consommation finale qui font partie d'une CEL (cf. art. 19e) ne doivent payer qu'un tarif d'utilisation du réseau réduit, les gestionnaires de réseau doivent en tenir compte dans le calcul du tarif de remboursement.

Art. 18f Installations à équiper d'un système de mesure intelligent

Al. 1 : en principe, une mesure séparée des installations concernées n'est indiquée que si l'exploitant souhaite faire usage de son droit au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Pour les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. a et b, LApEI, une mesure séparée n'est par ailleurs nécessaire que si elles sont liées à une installation de production. Elles le sont si l'installation de stockage et l'installation de production sont toutes deux raccordées en aval du même point de fourniture et que l'installation de production est exploitée en consommation propre au sens de l'art. 11, al. 1, let. a, OEné. Pour les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEI, une mesure séparée est nécessaire si l'électricité soutirée n'est pas entièrement utilisée pour la transformation.

Al. 2 : la disposition s'appuie sur l'art. 14a, al. 5, let. a, LApEI, qui prévoit que le Conseil fédéral peut mettre à la charge des exploitants d'installations les coûts des mesures nécessaires pour faire la preuve des quantités d'électricité. Les exploitants doivent donc supporter l'ensemble des coûts des mesures justifiant le remboursement (installation et exploitation du compteur supplémentaire visé à l'al. 1, mise en place dans le système de mesure et de décompte, etc.).

Art. 18g Calcul des quantités d'électricité déterminantes pour le remboursement

Al. 1 : en cas d'installations de stockage stationnaires liées à une installation de production, la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement est calculée conformément aux let. a et b. La partie générale du rapport explicatif contient un exemple de calcul.

Al. 2 : si une installation stationnaire n'est pas liée à une installation de production, l'intégralité de l'électricité réinjectée depuis l'installation de stockage est prise en compte pour le remboursement.

Al. 3 : Pour les installations de stockage mobiles, il est sans importance qu'une installation de production soit présente ou non pour calculer la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement. Comme pour l'al. 2, toute l'électricité réinjectée depuis l'installation de stockage est prise en compte pour le remboursement.

Al. 4 : pour les installations de transformation (art. 14a, al. 4, let. b, LApEI) comme pour les installations pilotes et de démonstration (art. 14a, al. 4, let. c, LApEI), la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement doit être démontrée au moyen de GO. Dans le cas d'installations de transformation, il faut s'assurer que l'hydrogène reconverti en électricité a également été produit sur place. Ainsi, lorsque, par exemple, de l'hydrogène est produit, les GO correspondantes de l'électricité sont annulées à hauteur de la quantité d'électricité soutirée. Pour la production d'hydrogène, des GO de l'hydrogène sont émises puis, lors de la reconversion en électricité par la suite, de nouvelles GO de l'électricité sont émises pour servir de preuve aux exploitants de ces installations de transformation dans le cadre de leur demande de remboursement. Pour les installations pilotes et de démonstration, il faut uniquement prouver le soutirage d'électricité au moyen des GO, car il n'est pas nécessaire de réinjecter l'électricité pour obtenir le remboursement. Il faut toutefois prouver au moyen des GO qu'il s'agit d'électricité provenant d'énergies renouvelables, comme exigé par la loi (cf. art. 14a, al. 4, let. c, LApEI).

Art. 18h Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cas des installations pilotes et de démonstration

Al. 1 : les exploitants d'installations pilotes et de démonstration requièrent, pour faire valoir le droit au remboursement, une reconnaissance de leurs installations par l'OFEN.

Al. 2 : l'OFEN est compétent pour évaluer les conditions énoncées aux let. a et b. Les autres conditions pour le remboursement sont évaluées par les gestionnaires de réseau. Le critère des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices doit être interprété de manière large, afin que le plus grand nombre possible d'installations en phase d'autorisation de mise sur le marché, d'introduction sur le marché ou de diffusion sur le marché puissent bénéficier du remboursement.

Al. 3 à 5 : des installations peuvent bénéficier du remboursement jusqu'à la limite légale que représente une puissance totale de 200 MW à l'échelle de la Suisse. L'OFEN tient à cet effet une liste permettant aux gestionnaires de réseau de vérifier si cette limite a été atteinte. Le principe du « premier arrivé, premier servi » s'applique, la date de la demande de remboursement déposée auprès du gestionnaire de réseau étant déterminante.

L'*al. 6* met en œuvre la limitation visée à l'art. 14a, al. 6, LApEI. Conformément au but de cette disposition légale, une limite de 20 ans est prévue, ce qui correspond à la durée de vie normale de telles installations.

Art. 18i Directives sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

À des fins d'organisation, les directives prévoient notamment les détails du processus de mise en œuvre, par exemple l'inscription des exploitants d'installations en vue d'un remboursement, respectivement la demande de remboursement (formulaire), les mesures prises par les gestionnaires de réseau pour saisir les quantités d'électricité concernées (avec éventuellement l'installation d'un système de mesure) et, le cas échéant, des critères formels concernant les modalités de décompte. Les gestionnaires de réseau doivent élaborer les directives avec la participation des milieux concernés. En font notamment partie les représentants des prestataires du secteur de l'électricité, en particulier les représentants des exploitants d'installations de stockage ou d'installations de transformation (p. ex. Swiss eMobility, aeesuisse). Les acteurs en question disposent ainsi d'un droit de participation qui leur permet de s'impliquer dans les travaux correspondants et de défendre leurs intérêts. Toutefois, la décision concernant le contenu des directives appartient au final aux gestionnaires de réseau. Si les directives ne sont pas appropriées ou ne sont pas élaborées dans le délai imparti, l'OFEN peut, en vertu de l'art. 27, al. 4, édicter des dispositions d'exécution en la matière.

Art. 19a Flexibilité au service du réseau

L'art. 19a précise la notion de flexibilité dite au service du réseau, clarifiant ainsi les situations dans lesquelles le GRD qui agit conformément à son rôle et à ses tâches peut effectivement se prévaloir d'une utilisation de la flexibilité du DF (art. 17c, al. 2 à 6, LApEI).

L'utilisation de la flexibilité s'inscrit dans le cadre du principe ORARE. Conformément à l'art. 19a, le GRD ne peut utiliser la flexibilité du DF que (numerus clausus) lorsque ladite utilisation lui permet de soulager des situations de réseau sensibles au niveau local (let. a) (soit au niveau de son réseau de distribution [par opposition au réseau de transport, entre autres]), d'éviter une extension du réseau (let. b), de reporter dans le temps certaines mesures de réseaux, telles que le renforcement de réseaux (let. c) ou encore de réduire les coûts du réseau dans sa zone de desserte (let. d). La mise hors service ou la réduction de la puissance d'installations de production décentralisées afin d'éviter des pics d'injection élevés, l'utilisation d'installations de stockage au service du réseau ou encore le report contrôlé de la consommation par le GRD (load shifting) sont des exemples d'une telle utilisation de la flexibilité. En revanche, l'utilisation de la flexibilité en vue d'optimiser la distribution d'énergie ne doit pas être considérée comme étant « au service du réseau ». Une telle utilisation motivée de la flexibilité par le fournisseur dans l'approvisionnement de base peut certes avoir un effet secondaire sur la charge du réseau, mais elle vise en premier lieu un avantage pour l'activité énergétique (p. ex. pour éviter l'énergie d'ajustement). Comme mentionné précédemment, ce type d'utilisation tomberait sous le coup du régime

de base (art. 17c, al. 1, LApEI) et nécessiterait alors impérativement la conclusion d'un contrat dont les modalités sont laissées à la liberté des parties.

Art. 19b Contenus du contrat relatif à l'utilisation de la flexibilité

Al. 1 : toute nouvelle utilisation de la flexibilité implique *de facto* une nouvelle relation entre le GRD et le DF. Ce nouveau lien doit impérativement se traduire par un contrat entre les deux parties. Contrairement au principe de base (art. 17c, al. 1, LApEI) selon lequel les modalités du contrat sont laissées à la liberté des parties, le contrat découlant spécifiquement du lien entre le GRD et le DF dans le cadre d'une utilisation au service du réseau doit respecter des exigences minimales.

Il s'agit tout d'abord de dispositions régissant les modalités d'utilisation du système de commande et de réglage. Il peut tant s'agir d'un système de commande et de réglage intelligent que de tout autre système, tel qu'un onduleur par exemple (*let. a*). Le contrat précisera ensuite l'ampleur de l'utilisation envisagée de la flexibilité par le GRD (*let. b*). Cela comprend notamment des précisions sur l'impact de l'utilisation de la flexibilité sur le DF au quotidien, ainsi que sur les diverses situations dans lesquelles l'installation du DF peut servir le réseau conformément à l'art. 19a OApEI. Troisièmement, le contrat devra contenir des dispositions précisant le moyen utilisé par le GRD pour informer le DF de l'utilisation de sa flexibilité, ainsi que la fréquence de l'information (*let. c*). Le GRD est libre de choisir le moyen de communication à cet effet, mais il doit garantir une transparence et une accessibilité fiable et actuelle. Il incombe dès lors aux GRD de mettre en place des processus permettant d'informer efficacement les DF de l'utilisation de leur flexibilité. Le contrat devra en outre contenir des dispositions régissant la rétribution pour l'utilisation effective de la flexibilité. Celle-ci doit être fondée sur des critères objectifs et non discriminatoires (*let. d*). À cet égard, il faut rappeler que l'EICoM peut intervenir en tout temps et adapter les rétributions qu'elle considère comme abusives (art. 22, al. 2, let. d, ch. 2, LApEI). Enfin, le contrat doit également inclure des informations concernant sa durée (*let. e*) et les modalités de résiliation (*let. f*), soit notamment les délais et la forme que le DF devra respecter pour y mettre fin.

Al. 2 : la teneur de l'art. 8c, al. 3, OApEI est transférée ici.

Art. 19c Utilisations garanties de la flexibilité

Al. 1 : les utilisations garanties de la flexibilité sont une prérogative accordée aux GRD qui agissent dans leur rôle et conformément à leurs tâches en utilisant la flexibilité au service du réseau. Contrairement à la prérogative visée à l'art. 19d OApEI, le DF ne peut pas interdire de telles utilisations et celles-ci ne donnent pas lieu à rétribution.

Al. 2 : ces utilisations garanties de la flexibilité imposent toutefois au GRD l'obligation d'informer le DF concerné des raisons et de l'ampleur desdites utilisations. Cela comprend notamment la quantité d'énergie (en kWh) qui a été employée. Ladite information doit se faire dans tous les cas sur demande du DF ou au moins une fois par an. Le GRD choisit le moyen de communication à cet effet, mais garantit une transparence et une accessibilité fiable et actuelle. Celle-ci peut par exemple se faire par le biais d'un portail client spécifique à chaque DF et/ou moyennant une plateforme centralisée librement accessible à tout un chacun.

Al. 3 : la teneur de l'art. 8c, al. 6, OApEI a été transférée ici et est étendue à l'utilisation garantie de la flexibilité visée à l'art. 17c, al. 4, let. a, LApEI.

Conformément à l'art. 17c, al. 5, LApEI, le recours aux utilisations garanties est assuré même si elles vont à l'encontre de droits d'utilisation détenus par des tiers ou si le détenteur de flexibilité s'y oppose. Ainsi, le GRD doit pouvoir utiliser un système de commande et de réglage afin de recourir aux utilisations garanties de la flexibilité. Cependant, l'art. 17c, al. 5, LApEI peut entrer en conflit avec l'art. 17b, al. 3, LApEI, qui exige le consentement pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. Il est donc nécessaire d'intégrer la présente disposition afin d'éliminer toute ambiguïté. Il est important de rappeler que l'art. 17b, al. 3, LApEI ne prévoit pas explicitement de consentement pour l'utilisation

d'autres dispositifs (non intelligents) permettant de gérer la flexibilité. L'utilisation de ces dispositifs relève donc de l'art. 17c, al. 5, LApEI.

Al. 4 : la part de l'ajustement visée à l'art. 17, al. 4, let. a, LApEI est limitée à une part maximale de 3 % de l'énergie produite annuellement au point de raccordement. Au-delà de ces 3 %, l'on ne parle plus d'utilisations garanties de la flexibilité, de sorte que toute nouvelle utilisation de la flexibilité doit se faire sous l'aune de l'art. 19b OApEI ou de l'art. 19d OApEI, selon que la flexibilité est considérée ou non comme existante. Dans tous les cas, le dépassement du seuil des 3 % conduit au versement d'une rétribution au DF.

Al. 5 : les GRD sont responsables de la mise en place de directives transparentes et non discriminatoires régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection. Ils définissent une pratique commune pour l'évaluation de l'ajustement de l'injection.

Ils sont en outre responsables de préciser les flux d'informations nécessaires entre les acteurs, notamment entre le GRD et les tiers directement restreints dans leurs droits par les utilisations garanties. De telles précisions sont nécessaires dans la mesure où le recours aux utilisations garanties est assuré au GRD même si elles vont à l'encontre de droits d'utilisation détenus par des tiers ou si le détenteur de flexibilité s'y oppose (17c, al. 5, LApEI). S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans ce domaine (art. 27, al. 4, OApEI).

Art. 19d Flexibilité existante

Al. 1 : l'utilisation poursuivie de la flexibilité existante est une prérogative supplémentaire accordée aux GRD qui agissent dans leur rôle et conformément à leurs tâches en utilisant la flexibilité au service du réseau. Cette prérogative lui permet de continuer à exploiter la flexibilité déjà en place et utilisée avant l'entrée en vigueur de la loi, et ainsi de maintenir les acquis de planification existante dans le cadre de la flexibilité.

La flexibilité est considérée comme existante si le GRD l'a déjà utilisée avant le 1^{er} janvier 2026 auprès d'un DF par le biais d'un système de commande et de réglage. Ce qui importe, ce n'est donc pas le dispositif qui a été exploité pour utiliser la flexibilité, mais bien de savoir si cette dernière a effectivement été utilisée par le GRD avant 1^{er} janvier 2026. Par conséquent, la flexibilité peut être tout à fait être considérée comme existante si elle a été utilisée par le biais de dispositifs tels que des onduleurs par exemple.

Afin d'optimiser l'utilisation de la flexibilité, le GRD peut décider de passer à un nouveau système de commande et de réglage intelligent. Pour encourager, cette « intellectualisation » de la flexibilité, celui-ci doit pouvoir installer et utiliser un tel système en tout temps, soit même après avoir déjà utilisé la flexibilité existante du DF par le biais d'un autre dispositif. Pour rappel, l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent est rendue possible (en dérogation à l'art. 17b, al. 3, LApEI) de par l'exception prévue à l'art. 17c, al. 3, *ab initio* LApEI.

Al. 2 : Afin de pouvoir continuer à utiliser la flexibilité existante du DF, le GRD doit impérativement l'informer de plusieurs éléments. Conformément à l'art. 31p OApEI, cette information doit par ailleurs impérativement avoir lieu, pour la première fois, dans les 30 jours qui suivent l'entrée en vigueur de la présente révision d'ordonnance, soit entre le 1^{er} et le 31 janvier 2026. Par la suite, des informations actualisées doivent être transmises au DF chaque année. Ces communications dites ultérieures peuvent alors prendre toute forme permettant d'en établir la preuve par un texte (courrier postal, courriel, etc.).

Plusieurs éléments doivent impérativement être communiqués au DF. Parmi ces éléments, l'on retrouve premièrement ceux visés à l'art. 19b, al. 1, let. a à d, OApEI (let. a). Ensuite, compte tenu de la prérogative accordée au GRD lui permettant de continuer à utiliser la flexibilité existante tant que le DF ne manifeste pas expressément son désaccord (art. 17c, al. 3, LApEI), il est impératif que la

communication contienne des informations se rapportant au droit du DF d'interdire cette utilisation et aux effets d'une telle interdiction (let. b). Dite information doit d'ailleurs être suffisamment reconnaissable, claire et précise. Le GRD doit dans tous les cas rendre le DF attentif au fait qu'une absence de réaction de sa part équivaut à une acceptation tacite de la poursuite de l'utilisation de sa flexibilité existante.

L'al. 3 met en œuvre le droit des DF d'interdire l'utilisation poursuivie de leur flexibilité existante par le GRD. La construction juridique de l'art. 17c, al. 3, LApEI exige en effet que les DF expriment expressément leur désaccord, faute de quoi ils sont réputés consentir à une telle utilisation (opt-out). Cette interdiction doit impérativement prendre la forme écrite, soit celle d'un courrier postal destiné au GRD. Une telle possibilité est offerte aux DF dans les 30 jours qui suivent chaque réception de nouvelles informations conformément à l'al. 2, ou avec un préavis de 3 mois pour la fin d'une année civile. Chaque nouvelle communication d'informations par le GRD confère dès lors le droit au DF de s'opposer à l'utilisation de sa flexibilité existante.

Toute interdiction de l'utilisation poursuivie de la flexibilité communiquée conformément à l'al. 3 met définitivement fin au régime de prérogative accordée aux GRD. En effet, une fois l'interdiction communiquée par le DF, il ne sera plus possible pour le GRD de pouvoir se prévaloir d'une flexibilité dite existante, et partant, du régime spécifique inscrit à l'art. 19d OApEI. Toute nouvelle utilisation de la flexibilité devra dès lors faire l'objet d'un contrat relatif à l'utilisation de la flexibilité conformément à l'art. 19b OApEI. Les utilisations garanties de la flexibilité visées à l'art. 19c OApEI sont réservées.

Al. 4 : l'interdiction visée à l'al. 3 ne conduit toutefois pas à la désinstallation d'un éventuel système de commande et de réglage intelligent qui serait déjà installé chez un DF, ce système pouvant toujours s'avérer utile, notamment aux fins des utilisations garanties de la flexibilité au sens de l'art. 19c OApEI.

En tout état de cause, il sied de rappeler que si la présente prérogative accordée aux GRD contribue à ce que le potentiel en vue d'autres utilisations de la flexibilité soit peu exploité, des mesures supplémentaires pourront, le cas échéant, être prises par le Conseil fédéral. Dites mesures peuvent consister en la mise en place de formes de commercialisation indépendantes du GRD, par exemple l'utilisation d'une plateforme de flexibilité neutre pour la zone de desserte. Elles peuvent également prendre la forme d'un retrait complet de la prérogative accordée.

Art. 19e Constitution d'une communauté électrique locale

L'al. 1 fixe la proportion minimale pour la production d'électricité (cf. art. 17d, al. 2, let. c, LApEI) à 5 %. Cette valeur se justifie par le fait que les communautés électriques locales sont incitées à utiliser le plus possible l'électricité qu'elles produisent en interne. La puissance de raccordement requise est déterminée par le coffret de raccordement. Les installations de stockage ne doivent pas être prises en compte pour déterminer la puissance de raccordement.

L'art. 15, al. 2, OEnE contient une disposition dont la teneur correspond à celle de l'al. 2.

L'al. 3 limite l'étendue géographique des communautés électriques locales. Celles-ci ne doivent pas dépasser la zone de desserte d'un gestionnaire de réseau et peuvent couvrir au plus le territoire d'une commune (art. 17d, al. 3, 2^e phrase, LApEI). Si plusieurs gestionnaires de réseau sont actifs sur le territoire d'une commune, la communauté doit donc aussi se limiter à une seule des zones de desserte. Par ailleurs, les niveaux de tension supérieurs à 36 kV (niveaux 1 à 4) sont exclus ; la constitution d'une communauté électrique locale n'est donc autorisée qu'aux niveaux de réseau 5 et 7. Premièrement, aucun participant ne peut se raccorder à ces niveaux élevés de tension. Deuxièmement, la situation de raccordement au réseau des différents participants doit être telle, en tenant compte de la topologie du réseau, que chaque installation de production d'électricité de la communauté puisse approvisionner chaque consommateur final de la communauté sans recourir à ces niveaux élevés de tension. Cette limitation permet d'éviter que des communautés puissent s'étendre trop loin dans les communes possédant de vastes territoires, ce qui serait contraire à l'exigence de proximité géographique (« proches localement » ; art. 17d, al. 2, let. a, et al. 3, LApEI).

L'*al. 4* précise que chaque site de consommation, chaque installation de production et chaque installation de stockage ne peut être rattaché qu'à une seule communauté électrique locale. Il va de soi que les consommateurs finaux peuvent intégrer différents sites de consommation dans différentes communautés.

Al. 5 : si, ultérieurement, une des conditions pour former une communauté électrique locale visée aux *al. 1, 3* ou *4* n'est plus remplie, par exemple si le seuil de l'*al. 1* n'est plus atteint, tous les participants doivent immédiatement être traités à nouveau par le gestionnaire du réseau de distribution comme n'étant pas participants à une communauté électrique locale. La réduction du tarif d'utilisation du réseau (art. 19*h*) disparaît notamment. De plus, les petits consommateurs retournent entièrement dans l'approvisionnement de base du gestionnaire de réseau local.

Art. 19f Relation entre les participants à une communauté électrique locale

Al. 1 : comme pour le regroupement dans le cadre de la consommation propre, aucune forme de société particulière n'est requise pour la constitution d'une communauté électrique locale. Par analogie avec l'art. 16, *al. 4*, OEne, il est toutefois prévu que les principaux aspects doivent être convenus par écrit. Il est à noter, concernant la *let. c*, qu'il est ici question uniquement de coûts internes. Les coûts externes du gestionnaire du réseau de distribution local sont compris dans ses tarifs d'utilisation du réseau, tarifs de mesure et tarifs de l'approvisionnement de base. La *let. e* indique que la détermination de la prise en charge des coûts au sein de la CEL doit tenir compte de la fourniture d'électricité aux participants dans l'approvisionnement de base ou hors de celui-ci.

Il faut partir du principe que le contrat conclu par les membres de la communauté électrique locale relève du droit privé et que, par conséquent, les tribunaux civils sont compétents pour régler les litiges qui en résultent.

L'*al. 2* souligne, à des fins de clarification, que les GO correspondant à l'électricité écoluée dans la CEL doivent être annulées. Les prescriptions générales de la LEne doivent être respectées.

Art. 19g Relation avec le gestionnaire du réseau de distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution sont soumis à différentes obligations en ce qui concerne les communautés électriques locales. La plupart de ces obligations ont leur origine dans la loi. Ainsi, il est de la responsabilité des gestionnaires de réseau d'équiper l'ensemble des consommateurs finaux et des installations de production d'un compteur électrique intelligent (art. 17*d*, *al. 2*, *let. b*, et 17*a*^{bis}, *al. 3*, LApEI). Il leur incombe également de facturer la rémunération pour l'utilisation du réseau, le montant dû pour le mesurage et la rémunération pour la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base. Enfin, les gestionnaires de réseau jouent également un rôle important dans le déroulement de l'échange de données visé à l'art. 8, *al. 2*, *let. d*.

Al. 1 : de façon similaire au regroupement dans le cadre de la consommation propre (art. 18, *al. 1*, OEne), les principales valeurs-clés de la communauté doivent être communiquées au gestionnaire du réseau de distribution local. Cela vaut également pour les éventuelles modifications. Sans ces informations (notamment sur les participants et les installations de production), le gestionnaire de réseau ne peut pas effectuer les processus d'échange de données et de facturation. Conformément à l'art. 19*e*, *al. 5*, une CEL est traitée comme telle tant que les conditions générales sont remplies. Si la puissance de raccordement passe en dessous de 5 %, les participants à la CEL n'ont plus droit à une réduction du tarif d'utilisation du réseau. C'est pourquoi une éventuelle non-atteinte de la puissance de raccordement doit être communiquée au gestionnaire de réseau (*let. e*).

L'*al. 2* accorde aux gestionnaires de réseau de distribution le droit de désigner un participant de la CEL comme son représentant, lequel devra assumer les tâches relevant de l'*al. 1*, pour autant que les participants de la CEL n'aient pas déjà désigné quelqu'un dans un délai approprié.

L'*al.* 3 exprime le fait que les communautés électriques locales sont tributaires de la collaboration du gestionnaire du réseau de distribution. La liste non exhaustive mentionne deux obligations d'information qui revêtent une importance particulière pour la constitution de la communauté. En ce qui concerne la situation en matière de raccordement au réseau, il s'agit avant tout de l'emplacement des points d'injection et de soutirage (points de mesure) et de la puissance de raccordement correspondante.

Al. 4 : la facturation de la rémunération pour l'utilisation du réseau est plus complexe dans le contexte d'une communauté électrique locale, car les gestionnaires de réseau doivent distinguer la rémunération pour l'utilisation du réseau réduite de celle entièrement due, ou distinguer les flux d'électricité internes des flux soutirés à l'extérieur. L'art. 17e, al. 5, LApEI leur simplifie la tâche. Selon cette disposition, les flux internes d'électricité produits et vendus simultanément dans le cadre de la communauté sont attribués proportionnellement, et de manière uniforme, aux différents consommateurs finaux (et aux gestionnaires d'installations de stockage) en fonction de leur soutirage sur le réseau. L'*al.* 4 précise les étapes de travail nécessaires aux gestionnaires de réseau pour mettre en œuvre cette disposition en détail. Une fois ces étapes achevées, le gestionnaire de réseau sait pour chaque consommateur final (et chaque gestionnaire d'installation de stockage) quelle part des soutirages d'électricité bénéficie du tarif d'utilisation du réseau réduit, et quelle part n'en bénéficie pas.

Si des regroupements virtuels dans le cadre de la consommation propre ou des communautés d'autoconsommation participent à une CEL, l'électricité autoconsommée dans ce cadre (qui est également injectée dans le réseau en cas d'utilisation des lignes de raccordement) n'entre pas dans la catégorie de l'électricité injectée définie à l'art. 19g, al. 4, let. a, et ne peut pas être ajoutée dans le calcul effectué par le gestionnaire de réseau.

Al. 5 : en ce qui concerne l'approvisionnement de base, seuls les prélèvements des consommateurs finaux qui sont effectivement approvisionnés dans le cadre de l'approvisionnement de base doivent être pris en compte. Pour les consommateurs finaux approvisionnés sur le marché libre, il faut noter que les gestionnaires de réseau doivent indiquer au fournisseur d'électricité concerné, dans le cadre du processus d'information visé à l'art. 8, al. 2, la part considérée comme autoproduite pour le consommateur final concerné en application de l'art. 17e, al. 5, LApEI et de l'*al.* 3. Le fournisseur concerné peut, sur cette base, établir sa facture.

Al. 6 : si une installation de production attribuée à une CEL injecte de l'électricité dans le réseau de distribution, cette électricité peut soit être consommée dans la CEL, soit être cédée au gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre de l'obligation de reprise, ou à un tiers dans le cadre d'un contrat de reprise. La répartition se fait selon le principe que les quantités d'électricité produites dans la CEL doivent autant que possible être consommées dans la CEL. L'*al.* 6 prévoit donc que la répartition doit suivre la même logique de calcul que celle définie à l'*al.* 4 pour déterminer les parts d'« électricité produite et consommée en interne » et de « besoins en électricité restants » de tous les consommateurs finaux rattachés à la CEL. Cela apporte des clarifications quant à la répartition des quantités produites par la CEL ou reprises par le GRD (ou par un tiers) dans le cas d'une CEL comportant plusieurs installations de production, et à l'attribution des parts de la production totale à chaque installation de production. Cela permet de calculer d'une part la quantité que le GRD doit rétribuer à chaque exploitant d'installation dans le cadre de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEnE, et d'autre part la quantité de GO que chaque installation de production doit écouler dans la communauté (art. 19f, al. 2).

Al. 7 : pour le prélèvement de la rémunération du mesurage, aucune règle spéciale n'est nécessaire pour les communautés électriques locales, raison pour laquelle cet alinéa se réfère à la réglementation générale.

En ce qui concerne la facturation, deux autres aspects méritent encore d'être soulignés : premièrement, la communauté est libre de convenir d'une réglementation relative à la prise en charge des coûts dans les rapports internes qui prévoit une répartition des coûts différente de celle prévue par le gestionnaire de réseau. Elle peut en particulier définir une autre formule pour la clé de répartition visée à l'*al.* 4. Cela ne change rien aux obligations vis-à-vis de l'extérieur. Le consommateur final ou l'exploitant de

l'installation de stockage reste débiteur vis-à-vis du gestionnaire du réseau à hauteur du montant calculé proportionnellement sur la base de l'art. 19g, al. 4. En d'autres termes, le gestionnaire de réseau peut toujours invoquer la répartition proportionnelle des flux d'électricité internes à la communauté (art. 17e, al. 5, LApEI et *al.* 4). Deuxièmement, afin de simplifier davantage le processus, tant le gestionnaire de réseau que la communauté électrique locale peuvent exiger qu'une facturation globale, mais ventilée de manière transparente, soit directement adressée au représentant de la communauté (art. 17e, al. 6, LApEI).

Art. 19h Réduction du tarif d'utilisation du réseau

Selon l'art. 17e, al. 3, LApEI, les consommateurs finaux d'une communauté électrique locale peuvent prétendre à une réduction de 60 % au maximum sur le tarif d'utilisation du réseau usuel pour les flux internes d'électricité, c'est-à-dire pour les quantités d'électricité produites et vendues simultanément dans le cadre de la communauté. Les installations de stockage sans consommation finale en sont exclues, car elles ne sont pas soumises à l'obligation de payer la rémunération pour l'utilisation du réseau (cf. art. 14a, al. 1, let. b, LApEI).

L'*al.* 1 précise que cette réduction s'élève à 40 % et qu'elle doit être calculée par rapport au tarif d'utilisation du réseau concerné.

L'*al.* 2 précise la mise en œuvre de la réduction. Pour des raisons techniques liées à l'exécution, seule la quantité totale des injections et des soutirages de tous les participants de la communauté est prise en considération. Deux cas de figure peuvent être envisagés. La plupart du temps, la communauté prélève sur le réseau plus d'électricité qu'elle n'en injecte. Les quantités d'électricité injectées dans le réseau sont entièrement traitées comme des « flux d'électricité internes » donnant droit à la réduction du tarif d'utilisation du réseau. Si le potentiel de puissance de production propre est élevé, il est aussi possible que la communauté injecte dans le réseau plus d'électricité qu'elle n'en prélève. La production excédentaire peut être vendue dans le cadre de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEnE ou, au choix, sur le marché libre de l'électricité. Dans ce deuxième cas, tous les soutirages d'électricité se font au tarif d'utilisation du réseau réduit, puisque la communauté s'autoalimente entièrement. Il est sans importance que l'électricité autoproduite soit injectée directement dans le réseau ou qu'un stockage intermédiaire ait lieu. Autrement dit, il ne faut donc pas distinguer entre prélèvement d'électricité pour consommation directe ou prélèvement pour stockage intermédiaire ni, inversement, entre injection d'électricité à partir d'une installation de production ou à partir d'une installation de stockage.

Selon l'*al.* 3, la réduction est ramenée à 20 % lorsque toutes les installations de production et tous les consommateurs finaux sont raccordés au même niveau de réseau, mais pas au même terme. Cette diminution se justifie par le fait que dans de tels cas, les flux d'électricité internes ne peuvent pas parvenir à un site de consommation donné sans recourir à un niveau de tension supérieur. Il en résulte des coûts supplémentaires pour la transformation de la tension.

L'*al.* 4, 1^{re} phrase : la prescription a pour but qu'un tarif d'utilisation du réseau réduit ne soit véritablement appliqué que pour de l'électricité autoproduite et distribuée au sein de la CEL via le réseau de distribution. C'est la raison pour laquelle les installations de stockage faisant partie d'une CEL ne doivent pas écouler dans la CEL plus d'électricité qu'elles n'en soutirent de la communauté. Dans le calcul des quantités pouvant faire l'objet de la réduction selon l'art. 19g, al. 4, on considère, pour simplifier, que toutes les quantités injectées sont autoproduites, indépendamment du fait que l'électricité injectée provienne effectivement d'une installation de production ou d'une installation de stockage. Cependant, l'hypothèse qui sous-tend cette logique de calcul ne s'avère exacte que si la prescription de la première phrase est unanimement respectée. Dans la pratique, une difficulté pourrait survenir, à savoir qu'en raison des limites techniques à l'utilisation d'une installation de stockage, ou en raison de prévisions incertaines quant à la production et la consommation des autres participants de la communauté, il ne peut pas être exclu que des quantités produites hors du cadre de la communauté soient stockées. La première phrase exige donc simplement un équilibre sur la période de décompte.

Si, malgré les mesures prises pour respecter la prescription de la première phrase, certaines quantités dépassent, lors de la réinjection, la quantité soutirée par la communauté, alors le droit à la réduction du tarif d'utilisation du réseau disparaît pour cette quantité. Les directives de la branche devront fournir plus de détails. Concernant ces règles, il faut aussi veiller à ce que les exigences supplémentaires quant à cet équilibre à maintenir n'aient pas de conséquences financières telles qu'elles gêneraient considérablement le recours à des installations de stockage dans une CEL.

Si, dans une CEL, la prescription de la première phrase est systématiquement enfreinte, l'EiCom peut, sur la base de l'art. 22 LApEI et sur demande du gestionnaire de réseau de distribution concerné, ordonner que l'installation de stockage correspondante se conforme à cette règle, sous peine de sanctions pénales, et la priver par la suite et durablement, le cas échéant, de son droit à la réduction du tarif d'utilisation du réseau.

L'al. 5 précise que la réduction du tarif ne porte que sur les coûts de réseau imputables au sens strict. Les composantes particulières du tarif mentionnées dans la liste ne sont pas concernées. Les coûts du système de mesure et de la plateforme sont facturés séparément et ne sont donc pas inclus dans les coûts de réseau imputables, raison pour laquelle ils ne sont pas non plus concernés par une éventuelle réduction.

Art. 27, al. 4

L'énumération à l'al. 4 est adaptée aux nouvelles dispositions relatives au système de mesure (art. 8a, al. 2, et 8a^{bis}, al. 4) et tient compte du déplacement de la disposition relative aux processus d'information. La disposition est également complétée par l'ajout des art. 13a^{bis}, al. 2, et 19c, al. 5, OApEI dans le cadre des modifications légales liées à la flexibilité.

Art. 31e

L'introduction de la réglementation sur les systèmes de mesure induit une nouvelle numérotation des art. 8a^{bis} à 8a^{duodecies}. Une modification des renvois correspondants dans les dispositions transitoires est donc nécessaire. Le renvoi à l'art. 8a devient un renvoi à l'art. 8a^{decies}.

Art. 31f

Compte tenu des modifications légales liées à la flexibilité, la disposition est abrogée.

Art. 31l

Se référer au commentaire de l'art. 31e. Par ailleurs, en raison de l'abrogation de l'art. 31f, l'al. 5 actuel est également abrogé. L'actuel al. 6 devient l'al. 5.

Art. 31n

Se référer au commentaire de l'art. 31e.

Art. 31p

La première obligation d'information du GRD ancrée à l'art. 19d, al. 2, OApEI doit impérativement avoir lieu dans les 30 jours qui suivent l'entrée en vigueur de la présente révision d'ordonnance, soit entre le 1^{er} et le 31 janvier 2026. Cette information doit impérativement prendre la forme d'un courrier postal. Si le GRD n'informe pas le DF concerné avant le 31 janvier 2026, la poursuite de l'utilisation de la flexibilité existante par le GRD sera alors suspendue. Le DF peut dans tous les cas signifier au GRD sa volonté d'interdire l'utilisation de sa flexibilité dans un délai de 30 jours à compter de la réception des informations ou, avec un préavis de trois mois, pour la fin de l'année civile (art. 19d, al. 3).