



Novembre 2017

Dispositions d'exécution de la nouvelle loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie

Révision partielle de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Commentaires



Table des matières

1.	Remarques liminaires	1
2.	Grandes lignes du projet	1
2.1	Dispositions relatives à la rémunération pour l'utilisation du réseau	1
2.2	Introduction de systèmes de mesure intelligents.....	2
2.3	Systèmes de commande et de réglage intelligents installés auprès des consommateurs finaux et des producteurs.....	3
2.4	Protection et sécurité des données pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents	4
3.	Conséquences financières, conséquences sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	5
4.	Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société	6
5.	Relation avec le droit européen	8
6.	Commentaires des dispositions	8



1. Remarques liminaires

Le 30 septembre 2016, le Parlement a adopté le projet de révision totale de la loi sur l'énergie (LEne, RS 730.0, FF 2016 7469). Cette révision comprend également l'adaptation de onze autres lois fédérales, dont la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7). Le peuple suisse a approuvé le projet de loi sur l'énergie le 21 mai 2017. Ces modifications au niveau de la loi ont des effets sur plusieurs ordonnances¹, dont l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71). La présente révision fait partie des modifications rendues nécessaires, à l'échelon de l'ordonnance, par la nouvelle LEne.

2. Grandes lignes du projet

2.1 Dispositions relatives à la rémunération pour l'utilisation du réseau

En raison de nouvelles dispositions légales concernant les profils de soutirage (art. 14, al. 3, let. c, LApEI), de l'introduction de systèmes de mesure intelligents (art. 15 et 17a LApEI) et du recours à des systèmes de commande et de réglage, qui comprennent les solutions de stockage de l'électricité (art. 17b LApEI), il faut adapter certaines dispositions de conception de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Jusqu'ici, l'existence d'une mesure de la puissance autorisait une tarification libre. C'était notamment le cas pour les grands consommateurs. Les petits consommateurs finaux n'étaient pas concernés par cette dérogation. Grâce aux systèmes de mesure intelligents introduits par la nouvelle législation, il sera possible à moyen terme de mesurer la puissance en tous lieux.

Le principe d'un tarif d'utilisation du réseau consistant pour au moins 70% en une taxe de consommation non dégressive pour les immeubles habités toute l'année est maintenu. Les immeubles qui ne sont pas habités toute l'année tels que les résidences secondaires sont exclus de cette réglementation, comme c'était le cas jusqu'ici. Il est possible de leur appliquer un tarif de puissance plus élevé. A l'avenir, il n'y aura en tant qu'option de base qu'un seul groupe de clients avec un tarif d'utilisation du réseau uniforme ou double, p. ex., pour les petits consommateurs finaux dont la puissance de raccordement est égale ou inférieure à 30 kVA, au sens d'une règle de minimis. Cette disposition s'appliquera que le consommateur final ait ou non installé une installation de production. Le gestionnaire de réseau a cependant la possibilité de proposer d'autres tarifs d'utilisation du réseau à ces petits consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux disposant d'une puissance de raccordement plus élevée (p.ex. les propriétaires de pompes à chaleur ou les consommateurs finaux dotés d'une installation de production d'une puissance supérieure à 30 kVA), les gestionnaires de réseau pourront sans autre constituer d'autres groupes de clients qui pourront donc être soumis à une tarification autre que celle de l'option de base. Le principe d'un tarif d'utilisation du réseau consistant pour au moins 70% en une taxe de consommation non dégressive est applicable à tous les clients affichant une consommation égale ou inférieure à 50 MWh par an, pour autant que la puissance de raccordement des consommateurs finaux concernés soit inférieure à 1 kV. Comme c'était le cas jusqu'ici, le gestionnaire de réseau pourra appliquer aux grands consommateurs finaux des tarifs de puissance plus élevés. Cette approche favorise l'efficacité énergétique mais aussi l'efficacité du réseau. Elle incite aussi les petits consommateurs à consommer l'électricité là où elle sera produite.

Il doit aussi être possible d'utiliser les possibilités techniques des systèmes de mesure intelligents pour la tarification. C'est la raison de l'assouplissement du principe d'un groupe de clients uniforme

¹ Cf. les informations détaillées sur le contexte dans les commentaires concernant la révision totale de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) de novembre 2017.



avec une taxe de consommation de 70% pour les consommateurs finaux dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 30 kVA. Le gestionnaire de réseau pourra ainsi désormais proposer de nouveaux tarifs, pouvant également différer du principe d'une taxe de consommation minimale, à tous les consommateurs finaux du niveau de tension inférieur à 1 kV, que ceux-ci utilisent ou non les installations de production ou de stockage locales. On donne ainsi au gestionnaire de réseau la possibilité d'exploiter pleinement les systèmes de mesure intelligents, en combinaison avec des systèmes de commande et de réglage intelligents, et ainsi de réagir à la consommation propre au moyen de tarifs novateurs. On peut imaginer dans ce contexte des tarifs de puissance simples et d'autres solutions dynamiques ou novatrices. C'est là aussi un pas de plus vers les réseaux intelligents². Il convient pour l'élaboration de ces tarifs de se conformer aux dispositions de l'art. 14 LApEI. Un petit consommateur final peut alors choisir chaque année d'opter soit pour son option de base d'une taxe de consommation non dégressive de 70%, soit pour les nouveaux tarifs d'utilisation du réseau.

Cette nouvelle réglementation peut soutenir la consommation propre par le recours à des systèmes de commande et de réglage intelligents. En utilisant ces systèmes, les consommateurs finaux et les producteurs peuvent également organiser et planifier leur injection et leur soutirage d'électricité dans et sur le réseau de manière plus flexible en ayant recours au stockage. L'adaptation temporelle et quantitative de leur consommation permet d'accroître la consommation locale de l'électricité produite et de réduire le soutirage d'électricité sur le réseau et l'injection d'électricité dans le réseau. La marge de manœuvre qu'offre la nouvelle réglementation permet d'opter pour des solutions favorisant l'efficacité et la sécurité de l'ensemble du système en incitant à consommer et à stocker d'avantage d'électricité en cas de surproduction dans l'ensemble du système. Pour éviter qu'une attribution à d'autres groupes de clients ne ralentisse la diffusion de telles solutions et le recours croissant à la flexibilité du système (cf. à ce sujet le ch. 2.3) ou ne génère une situation confuse par la variété des tarifs, le recours à des systèmes de commande intelligents ne doit pas suffire en soi à justifier l'attribution à un groupe de clients distincts. Le gestionnaire de réseau est cependant libre de proposer un autre tarif d'utilisation du réseau à de tels clients. Il peut ainsi exploiter la flexibilité des consommateurs finaux et des producteurs. Les interventions du gestionnaire utiles au réseau sont remboursées aux consommateurs finaux et aux producteurs concernés.

2.2 Introduction de systèmes de mesure intelligents

Le nouvel art. 17a LApEI confère au Conseil fédéral la compétence d'établir des directives concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Les coûts des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux ou les producteurs peuvent être imputés à titre de coûts de réseau au sens de l'art. 15 LApEI moyennant que lesdits systèmes remplissent certaines exigences minimales. Selon la Feuille de route suisse pour un réseau intelligent³, les systèmes de mesure intelligents («smart metering systems») constituent une composante essentielle des futurs réseaux intelligents. Leur introduction est considérée comme une première étape importante dans ce domaine. Les exigences techniques minimales que les systèmes de mesure intelligents doivent remplir sont définies à l'échelon de l'ordonnance. La réalisation effective de l'utilité générée par les systèmes de mesure intelligents et la garantie d'un rapport coûts-utilité positif sur le plan macroéconomique génèrent la sécurité juridique et la sécurité des investissements pour les gestionnaires de réseau.⁴

² «Feuille de route suisse pour un réseau intelligent. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses», Office fédéral de l'énergie, 2015. (<https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/38815.pdf>).

³ «Feuille de route suisse pour un réseau intelligent. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses», Office fédéral de l'énergie, 2015. (<https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/38815.pdf>).

⁴ Cf. «Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten» (en allemand), Office fédéral de l'énergie 2014. (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>)



Outre les exigences techniques minimales, les dispositions transitoires liées à l'introduction des systèmes de mesure sont conçues de telle manière que les exploitants aient suffisamment de temps pour changer leurs systèmes de mesure complexes. Une connexion des compteurs électriques électroniques au moyen de techniques de communication peut dans certains cas entraîner des coûts disproportionnés. Le cas échéant, le fait que la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) puisse faire des exceptions à la règle offre au gestionnaire de réseau la possibilité de repousser la réalisation de ce type de connexion, voire d'y renoncer à long terme. Ces exceptions doivent aussi être possibles pour certaines installations de l'armée. De plus, les appareils de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données seront progressivement remplacés, au gré de la longévité de ces appareils afin de garantir à moyen terme une infrastructure de mesure aussi homogène que possible. Enfin, des dispositions nécessaires à la protection des données sont édictées pour réglementer le traitement des données sensibles (cf. ch. 2.4).

2.3 Systèmes de commande et de réglage intelligents installés auprès des consommateurs finaux et des producteurs

Le nouvel art. 17b LAPeI donne au Conseil fédéral la compétence d'édicter des prescriptions concernant l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. Selon la Feuille de route suisse pour un réseau intelligent, le recours à ce type de système (également en association avec des solutions de stockage) – tout comme l'utilisation de systèmes de mesure intelligents – représente également une caractéristique essentielle des réseaux intelligents. Le marché ou le réseau acquièrent la flexibilité nécessaire pour compenser les fluctuations inhérentes aux nouvelles énergies renouvelables. On entend par flexibilité l'influence directe ou indirecte exercée par les gestionnaires de réseaux ou d'autres acteurs sur l'énergie électrique injectée ainsi que sur le stockage et la consommation de celle-ci. Cette flexibilisation permet de moduler l'injection et le soutirage de l'énergie électrique. Cependant, toute commande ou réglage par les acteurs du marché a inévitablement des effets sur les réseaux électriques en raison des interconnexions systémiques du système d'approvisionnement en électricité. Selon les circonstances, une accumulation d'interventions voulues par le marché pourrait entraîner des défis techniques dans le réseau de distribution. Les interventions du gestionnaire de réseau ont par ailleurs pour effet de rendre les équipements régulés indisponibles pour l'utilisation au service du marché. Un conflit d'intérêts peut donc survenir, dans certaines situations, entre les intérêts d'une affectation de la flexibilité orientée marché et les intérêts d'une affectation de la flexibilité visant la sécurité et l'efficacité du réseau.

Les dispositions au niveau de l'ordonnance doivent fixer le cadre nécessaire à une coordination efficace entre les gestionnaires de réseau et les acteurs du marché tout en permettant un accès non discriminatoire aux potentiels de flexibilité. Divers modèles ont été analysés du point de vue de leur pertinence dans ce domaine⁵. La solution mise en œuvre dans l'ordonnance réunit les points communs des différentes solutions proposées et met en œuvre les principaux enseignements. Le présent projet de régulation affiche une certaine robustesse et répond aux exigences minimales requises pour une coordination du marché et du réseau selon l'état actuel des connaissances. Les réseaux intelligents et les modèles d'utilisation peuvent s'en inspirer pour développer la flexibilité. Le principe de base est que le consommateur final et le producteur sont les détenteurs de la flexibilité et peuvent choisir librement comment ils entendent en faire usage de et à qui ils veulent la proposer. La loi prévoit à cet effet la nécessité d'obtenir le consentement du consommateur final ou du producteur. Les nouvelles réglementations n'instaurent pour l'instant donc pas de priorité concernant l'utilisation par un acteur. S'il considère que cela peut lui être utile, le gestionnaire de réseau peut essayer de

⁵ Cf. à ce sujet notamment les études «Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle», consentec 2015 (en allemand uniquement) et «Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt – Netz im Verteilnetz», Frontier Economics, 2016 (en allemand avec résumé en français). http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327.



s'assurer l'accès au système de commande et de mesure intelligent en obtenant le consentement du consommateur final ou du producteur. Il peut ainsi avoir un intérêt à ce que l'exploitation du réseau soit sûre, rentable et efficace pour le consommateur final ou le producteur car une intervention dans le réseau utile à celui-ci peut contribuer à réduire la charge sur les infrastructures et à diminuer ainsi les coûts de réseau. Le consentement du consommateur final ou du producteur doit être entièrement libre. L'un comme l'autre peut renoncer à avoir recours au gestionnaire de réseau et opter pour un autre acteur du marché tel qu'un fournisseur d'énergie dans le domaine de la consommation propre ou des services-système qui utilise et commercialise la flexibilité. S'il opte pour le gestionnaire de réseau, celui-ci doit lui rétribuer objectivement et adéquatement cette possibilité d'intervention. A cet effet, la valeur d'une éventuelle intervention doit être calculée sur la base du marché. Les conditions de recours aux systèmes de commande et de réglage impliquent donc fondamentalement un calcul économique global. Les rétributions proposées par les gestionnaires de réseau doivent donc être transparentes et accessibles aux concurrents sur le marché. La plus haute priorité revient à la sécurité du réseau, c'est-à-dire à la sécurité de l'approvisionnement. Le gestionnaire de réseau dispose dès lors d'un droit prioritaire limité. Il peut intervenir sans le consentement du consommateur final ou du producteur lorsque cela s'avère nécessaire pour préserver la sécurité de l'exploitation du réseau en cas de mise en péril imminente et importante de celle-ci. Les coûts de capital et d'exploitation que le gestionnaire de réseau doit assumer dans ce contexte peuvent être imputés aux coûts de réseau. De même, les coûts de capital et d'exploitation des instruments de commande et les interventions sur ceux-ci ne sont imputables que s'ils servent à une exploitation sûre, rentable et efficace du réseau et s'ils ont été consentis..

2.4 Protection et sécurité des données pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

La législation en matière de protection des données protège la sphère privée, la personnalité et les droits fondamentaux des personnes qui font l'objet d'un traitement de données. Les données relevées au moyen de systèmes de mesure intelligents, à savoir des courbes de charges mesurées par périodes de 15 minutes, peuvent se rapporter à une personne déterminée ou déterminable. Il en va de même des données de résolution supérieure que les systèmes de commande et de réglage enregistrent en continu. Lorsqu'il s'agit de données personnelles, le traitement n'est licite que s'il respecte le droit de la protection des données.

Eu égard au caractère parfois très sensible des données, les conditions-cadres de leur relevé et de leur traitement par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents doivent être conçues de manière à permettre la protection de la sphère privée. Il s'agit donc d'un délicat arbitrage entre renoncer à exploiter pleinement les possibilités techniques, d'une part, et porter atteinte à la sphère privée, d'autre part. Les dispositions adoptées suivent la voie moyenne. Le relevé et le traitement du minimum de données nécessaires, dans la résolution et selon la périodicité correspondantes, sont en principe autorisés. La transmission automatique de ces informations détaillées à des tiers non impliqués n'est pas autorisée, de sorte que la réglementation prévue l'exclut. Le cercle des destinataires des données de mesure est en revanche élargi aux acteurs du marché habilités pour la commercialisation directe et l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. Il est possible d'établir des prévisions de besoins en se fondant sur des données anonymisées agrégées à partir de plusieurs consommateurs finaux. Les dispositions adoptées le garantissent.

La réglementation prévue tient compte du principe de proportionnalité, de la sécurité des données et des buts du traitement. Le nombre de données personnelles relevées n'excédera pas la quantité



nécessité par le but du traitement, lequel sera indiqué précisément au moment de la collecte des données. Les réglementations comprennent des directives sur le cycle de vie des données, de leur génération à leur extinction. Ce cycle ne se limite pas au relevé ordinaire de l'énergie consommée et à l'enregistrement des données, il comprend aussi les diverses possibilités de transfert. Les personnes concernées doivent bénéficier d'une information complète et compréhensible sur le traitement des données. L'accès du gestionnaire de réseau aux données en temps quasi réel est limité aux situations exceptionnelles. Toute consultation des données des systèmes de mesure intelligents intervenant plus d'une fois par jour doit être utile à l'exploitation sûre, rentable et efficace du réseau. La sécurité des données inclut les contrôles d'accès, l'établissement de protocoles et la transmission cryptée des données. Elle englobe aussi la protection contre la perte, le vol, l'accès non autorisé, la publication, l'utilisation ou la modification des données. Les exigences techniques spécifiques nécessaires à la sécurité des données concernant les éléments des systèmes de mesure intelligents et les modalités de la vérification sont élaborées de manière subsidiaire dans une directive, sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN⁶. L'Institut fédéral de métrologie (Metas) est chargé de vérifier que cette directive est respectée. Pour répartir la charge de travail de manière équitable et éviter de retarder l'introduction des systèmes, il peut aussi faire appel à des organes de vérification situés à l'étranger.

3. Conséquences financières, conséquences sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

La nouvelle réglementation en matière de protection des données visée à l'art. 17c LApEI a des conséquences pour les cantons dans la mesure où elle introduit des directives claires et uniformes quant au relevé et au traitement des données par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents dans l'ensemble de la Suisse en se fondant sur la loi fédérale sur la protection des données. Les gestionnaires de réseau disposent ainsi d'une base commune et uniforme, qui leur permet d'améliorer l'efficacité énergétique et de simplifier la gestion de leurs clients finaux et des décomptes de ceux-ci. Les cantons et les communes qui ont déjà pris au préalable des dispositions concernant la protection des données devront prévoir des adaptations selon les circonstances. Au-delà du domaine de la protection des données, il n'y a pas d'autres effets sur les cantons.

Au niveau de la Confédération, il faut prévoir un coût financier et en personnel supérieur pour assurer la mise en œuvre de la révision de l'ordonnance. Les charges financières supplémentaires pourront être couvertes par les ressources à disposition. En revanche, les choses se présentent différemment pour les ressources en personnel. La thématique de la consommation propre, en particulier, est très complexe. Le développement à venir devra tenir compte de thèmes divers tels que la protection des locataires, la protection des données, les techniques de mesure ou le stockage décentralisé. Il s'agit aussi de ne pas négliger les développements technologiques, qui auront une influence sur la planification et l'exploitation des réseaux ainsi que sur le domaine de la sécurité informatique dans son ensemble. La maîtrise de ces tâches nécessite des ressources supplémentaires en personnel totalisant 2 équivalents plein temps.

⁶ Cf. à ce sujet «Schutzbedarfsanalyse Smart Metering in der Schweiz», AWK Group AG, 17 septembre 2016 (http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06727).



4. Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société

Les systèmes de mesure intelligents ont une utilité directe et une utilité indirecte. Leur utilité se concrétise par la définition des exigences techniques minimales. Leur utilité directe quantifiée inclut les économies réalisées dans les processus commerciaux comme la diminution des coûts liés aux relevés ou aux déménagements, par exemple. L'utilité indirecte quantifiée, quant à elle, découle prioritairement des économies dans le domaine de la consommation d'électricité. A long terme, on peut également s'attendre à une stimulation de la concurrence sur un marché de l'électricité entièrement libéralisé dans la mesure où les informations importantes relevées sont ensuite mises à disposition dans un degré de qualité élevé ce qui contribue à réduire les obstacles à l'accès au marché. Les systèmes de mesure intelligents présentent d'autres avantages non quantifiables tels que le soutien de la consommation propre et une surveillance des niveaux de réseau inférieurs, d'où une gestion plus efficace du réseau. L'état des données sur l'injection et le soutirage ainsi que les prévisions peuvent ainsi être améliorées ce qui permet de réduire les coûts liés au maintien de la stabilité du réseau. Les gestionnaires de réseau ne sont pas déliés de leur responsabilité. Ils sont tenus de fournir rapidement les données nécessaires aux participants, données qui doivent être d'une qualité supérieure et ne contenir aucune erreur. Il en résulte ainsi une diminution des obstacles techniques pour le changement de fournisseur, par exemple, mais aussi pour les services énergétiques proposés sur le marché.

Les coûts d'investissement de l'introduction à l'échelle nationale des systèmes de mesure intelligents se montent, compte tenu de leur utilité directe, à environ 0,9 milliard de francs jusqu'en 2035⁷. La valeur actualisée nette des coûts et des utilités directs est d'environ 0,8 milliard de francs jusqu'en 2035 compte tenu des intérêts⁸. La valeur actualisée nette de l'utilité indirecte jusqu'en 2035 est ainsi comprise entre 1,7 milliard et 1,3 milliard de francs⁹. Ce rapport coûts-utilité débouche sur un bilan macroéconomique positif compris entre +900 millions et +500 millions de francs.

Si des systèmes de commande et de réglage intelligents sont également introduits à grande échelle, par exemple en remplaçant les télécommandes centralisées, ce bilan positif se réduirait dans un premier temps à +260 millions de francs. Certes, les coûts de tels systèmes de commande et de réglage intelligents ne sont imputables que dans la mesure visée à l'art. 13a, let. b. Ces systèmes peuvent cependant générer une utilité pour le réseau électrique (voir aussi ch. 2.3). Cette utilité ne saurait être quantifiée, raison pour laquelle elle n'est mentionnée en l'occurrence qu'à titre qualitatif. Globalement, le rapport coûts-utilité sera en tout cas légèrement positif.

Les réglementations visant à instaurer des systèmes de commande et de réglage intelligents créent les bases juridiques minimales nécessaires pour une coordination sûre et efficace entre le marché et les besoins des réseaux. La flexibilité du consommateur final ou du producteur qui est de plus en plus fréquemment requise dans le système d'approvisionnement en électricité peut ainsi être définie par contrat et mise en œuvre selon des règles équitables et largement applicables sur le marché. Le principe fondamental est que l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents dépend de l'accord du consommateur final ou du producteur qui peut la commercialiser auprès de tiers ou du gestionnaire de réseau. La réglementation de l'imputabilité des coûts des systèmes de commande et de réglage nécessaires à cet effet sur le réseau et des projets de tels systèmes pour une utilisation

⁷ Cf. à ce sujet consentec 2015; Evolution des coûts du réseau en Suisse compte tenu du besoin actuel, de la Stratégie énergétique 2050 et de la Stratégie Réseaux électriques (www.bfe.admin.ch/smartgrids).

⁸ Cf. à ce sujet Ecoplan 2015; Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012. (www.bfe.admin.ch/smartgrids) (en allemand uniquement).

⁹ Cf. à ce sujet Ecoplan 2015; Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012. (www.bfe.admin.ch/smartgrids) (en allemand uniquement).



sur le réseau laissent une importante marge de manœuvre au marché. Les subventions croisées sont interdites. Les efforts visant à préserver la stabilité de l'exploitation du réseau sont traités de façon prioritaire. La réglementation fondée sur le consommateur final réduit les obstacles à l'accès au marché, crée des valeurs ajoutées sur le marché des services énergétiques et permet de développer des produits novateurs pour les consommateurs finaux et les producteurs. On peut en outre s'attendre à de nouveaux produits dans les domaines de l'optimisation de la consommation propre, de l'utilisation de la flexibilité sur les marchés des services-système, d'une part, et de l'accroissement de l'efficacité des réseaux, d'autre part, produits qui auront des effets tout à fait positifs pour le site économique de la Suisse.

Des dispositions uniformes à l'échelle nationale pour réglementer les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents sous l'angle de la protection des données permettront de réduire, du côté de l'offre, les coûts techniquement nécessaires pour répondre aux exigences du droit de la protection des données. Il sera ainsi possible d'acquérir les équipements techniques à plus large échelle, ce qui diminuera les coûts d'introduction et étendra le rapport coûts-utilité, légèrement positif selon les estimations à ce stade. En outre, les normes du droit de la protection des données, uniformes à l'échelle nationale, auront pour effet de stimuler la concurrence: des produits et des services meilleurs et plus innovants pour le consommateur final pourront ainsi être proposés sur le marché sous la même forme dans toutes les zones de desserte. La sécurité des informations et des données gagne elle aussi en importance grâce à l'uniformisation des dispositions qui améliore la protection contre les cyberrisques. Il conviendrait également de procéder à une différenciation correspondante des produits pour les conditions-cadres juridiques en matière de protection des données applicables aux cantons. Cela pourrait constituer un obstacle à l'accès au marché, notamment aussi dans des régions de plus petite taille où cette différenciation générerait des charges importantes et pourrait de ce fait ne pas être rentable. Globalement, on peut donc s'attendre à une amélioration de l'efficacité de l'ensemble du système d'approvisionnement en électricité.

Les directives concernant la protection des données lors d'utilisation de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents garantissent une transmission des données opportune et respectueuse du principe de proportionnalité. Cette transmission permet d'impliquer plus activement les consommateurs finaux et les producteurs dans l'approvisionnement en électricité. Les consommateurs finaux peuvent ainsi utiliser l'énergie plus consciemment et économiser de l'électricité. Il en résulte des gains d'efficacité qui permettent d'économiser sur les coûts et qui entraînent une moindre sollicitation des ressources. Grâce à la disponibilité accrue des données imputable aux systèmes de mesure, il est techniquement possible de reporter la consommation à une période où elle s'avérerait plus judicieuse sur le plan macroéconomique, par exemple lorsque le prix de l'énergie est plus bas ou la charge du réseau plus faible. L'économie de l'électricité ainsi que les autres acteurs du marché ont néanmoins la liberté d'opter ou non pour cette possibilité. Il convient notamment de mentionner à cet égard les produits d'utilisation du réseau novateurs dotés par exemple de signaux de prix dynamiques. De telles incitations sont désormais possibles sur la base des nouvelles dispositions prévues à l'art. 18 OApEI. Les dispositions visant les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents constituent la base de nouveaux champs d'activité dans le marché des services énergétiques. Si les consommateurs finaux y trouvent une plus-value, la société dans son ensemble en bénéficie également, par exemple par l'utilisation et la rémunération de la flexibilité du côté de la consommation, qui augmente la sécurité de l'approvisionnement.



5. Relation avec le droit européen

Les nouvelles réglementations de l'OApEI correspondent aux conditions–cadres actuelles de l'UE. Concernant les systèmes de mesure intelligents, le droit européen encourage actuellement leur introduction par les Etats membres, moyennant un rapport coûts-utilité positif. Les Etats membres sont donc incités à en équiper 80% des consommateurs d'ici 2020¹⁰. Pour fixer les exigences techniques minimales, la Suisse s'est inspirée de la recommandation relative à l'introduction de systèmes de mesure intelligents publiée par la Commission européenne¹¹. Les réglementations ultérieures dans le cadre de l'OApEI sont elles aussi compatibles avec les exigences de l'UE à l'égard de ses Etats membres. Il s'agit notamment des présentes réglementations dans le domaine des systèmes de mesure intelligents (art. 8a), de la sécurité des données (art. 8b) et de la gestion de la flexibilité (art. 8c) ainsi que de la tarification (art. 18).

La Commission européenne a par ailleurs publié en hiver 2016 une proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (baptisé «paquet hiver»). Les nouvelles réglementations proposées semblent entièrement compatibles avec les approches poursuivies par l'OApEI. L'accent est d'avantage mis sur le consommateur final et le producteur dans le but de leur donner plus de droits sur le marché. Le paquet se concentre notamment sur des réglementations visant à exploiter la flexibilité des producteurs et des consommateurs finaux. Cette flexibilité doit être disponible pour le réseau comme pour le marché et être exploitée sur une base contractuelle dans des conditions concurrentielles pour éviter d'entraîner une extension du réseau trop coûteuse et permettre d'intégrer des sources d'énergie renouvelables. Il convient à cet effet de créer des incitations pour les gestionnaires de réseau ainsi que les conditions-cadres nécessaires en adaptant, par exemple, le système de tarification du réseau ou en utilisant des produits de marché standardisés. Les systèmes de mesure intelligents doivent en outre disposer de fonctions susceptibles de favoriser la commercialisation de la flexibilité telles que la possibilité technique d'accéder aux valeurs de mesure en temps quasi réel. De nouvelles réglementations ont notamment été créées pour faciliter l'accès aux données. A cet égard, l'agrégateur est cité en tant que nouvel acteur bénéficiaire. Ces approches sont prises en compte dans les réglementations relatives à la fourniture des données (art. 8, al. 3, let. g et h), aux systèmes de mesure intelligents (art. 8a et 31e), à la flexibilité et à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents (art. 8c) ainsi qu'à la modification des règles de tarification (art. 18). Une compatibilité à long terme avec le droit européen est donc prévisible mais pas absolument garantie. Le «paquet hiver» est actuellement encore en cours de remaniement.

6. Commentaires des dispositions

Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement

Art. 3, al. 2^{bis} Raccordement au réseau

En règle générale, le gestionnaire de réseau est également tenu d'assurer le raccordement au réseau en cas de consommation propre ou de regroupement dans le cadre de la consommation propre, dans la mesure où l'autoconsommateur a le droit, en tant que consommateur final, d'être raccordé au réseau et de consommer sa propre production. Le gestionnaire de réseau ne peut ainsi pas refuser un changement de raccordement au motif d'une consommation propre ou d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre. Il est tenu de procéder aux adaptations nécessaires du

¹⁰ Directive 2009/72/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:fr:PDF>)

¹¹ Cf. Recommandation de la commission relative à la préparation de l'introduction des systèmes intelligents de mesure (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012H0148&from=FR>)



raccordement. Lorsque les installations existantes ne sont plus utilisées ou ne sont plus utilisées que partiellement à la suite d'un changement de raccordement en lien avec une consommation propre ou un regroupement dans le cadre de la consommation propre, il convient de déterminer qui assume les coûts non encore amortis du raccordement. Seules les installations du gestionnaire de réseau directement concernées par les adaptations en lien avec le changement de raccordement entrent en ligne de compte. En règle générale, ce sont surtout les regroupements dans le cadre de la consommation propre qui nécessitent des changements de raccordement. L'art. 5, al. 5, OApEI prévoit explicitement la possibilité pour le Conseil fédéral d'imputer proportionnellement les coûts de capital de ce type d'installations aux consommateurs finaux concernés en cas de changement de raccordement. C'est la raison pour laquelle les éventuels coûts de capital restants des installations qui ne sont plus utilisées ou plus que partiellement utilisées en raison d'une consommation propre doivent être pris en charge proportionnellement par l'autoconsommateur ou, en cas de regroupement, le propriétaire foncier. En vertu de l'art. 3, al. 2, OApEI, la branche a par ailleurs édicté des directives sur le dédommagement dû en cas de changement de raccordement. Le modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution de l'AES (MURD-CH édition juillet 2014) contient en tant que tel des règles détaillées en matière d'attribution des coûts (annexe 2, ch. 2.1, p. 57). Lors de la détermination des éventuels coûts de capital restants, il convient également de tenir compte de la durée d'amortissement, conformément à la recommandation «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH» (SCCD-CH édition 2015, ch. 7, p. 28).

Chapitre 3 Utilisation du réseau

Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information

Art. 7, al. 3, let. f^{bis}, h et m Comptes annuels et comptabilité analytique

En vertu de l'al. 3, let. f^{bis}, les coûts d'introduction des systèmes de mesure intelligents et des mesures connexes visant à garantir la protection et la sécurité des données seront quantifiés et présentés distinctement. En l'absence de cette lettre, les coûts d'introduction se perdraient dans les coûts généraux des activités de mesure et d'information et se mélangeraient aux coûts de mesure des autres systèmes. Les coûts des équipements de mesure ne correspondant ni aux systèmes de mesure intelligents visés à l'art. 8a ni à ceux visés à l'art. 31e, al. 3, seront saisis, sans changement, sous les coûts des systèmes de mesure et d'information visés à la let. f.

La référence à la nouvelle loi sur l'énergie est adaptée à la let. h.

Selon la let. m, les coûts de capital et d'exploitation liés aux systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau de même que l'indemnisation visée à l'art. 8c doivent désormais être présentés séparément dans la comptabilité analytique du gestionnaire de réseau. La transparence voulue est ainsi assurée quant au genre et à l'importance des coûts liés aux activités de commande et de réglage. De plus, le gestionnaire de réseau présentera séparément le total des indemnités qu'il verse aux consommateurs finaux et aux producteurs sur la base d'un rapport contractuel.

Art. 8, al. 3, 3^{bis} et 5 Système de mesure et processus d'information

L'al. 3 est modifié sur le plan rédactionnel et partiellement déplacé à l'al. 3^{bis}. Les références à la nouvelle loi sur l'énergie et à la nouvelle ordonnance sur l'énergie sont adaptées à cet alinéa. La commercialisation directe et l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents sont en outre mentionnées. Le gestionnaire de réseau doit donc également mettre à la disposition des participants les données de mesure et les informations nécessaires pour les activités de commercialisation directe (art. 21 LEne) et d'utilisation de systèmes de commande et de réglage



intelligents. Il va de soi que le gestionnaire de réseau ne peut transmettre aux partenaires contractuels du consommateur final ou du producteur, tels qu'une entreprise de services pilotant l'acquisition de courant par le consommateur final p. ex., que les données résultant d'une utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents régie par contrat. Le gestionnaire de réseau ne peut donc pas transmettre des données de mesure et des informations à des tiers qui utilisent de tels systèmes sans avoir de contrat correspondant avec le consommateur final ou le producteur concerné.

La mise à disposition des données a par ailleurs lieu dans le cadre des procédures habituelles du gestionnaire de réseau. Afin que ces données soient fournies dans la qualité nécessaire et les délais requis, les directives visées à l'art. 8, al. 2, (telles que le Metering Code de l'AES, p. ex.) seront adaptées ou complétées si nécessaire. Les délais, mais aussi les exigences relatives à la qualité des données fournies, ne sont pas toujours respectés de la même manière par tous les gestionnaires de réseau. Or la qualité d'une prévision de fourniture d'électricité dépend notamment largement de la qualité des données fournies. Dans le cadre des travaux préparatoires de la présente adaptation de l'ordonnance, on a donc vérifié s'il y avait lieu de concrétiser directement dans l'ordonnance le respect des exigences concernant la forme et le délai de fourniture des données et de reprendre par conséquent intégralement ou en partie les exigences détaillées du Metering Code afin de tenir compte de l'importance de la qualité des données. Le Conseil fédéral a cependant renoncé à détailler ces éléments dans l'ordonnance et par conséquent à appliquer le principe de subsidiarité à la directive. Car même en l'absence d'une telle disposition, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), qui contrôle le respect de la législation sur l'approvisionnement en électricité, doit en cas de litige, vérifier si, en relation avec une fourniture concrète de données, les mesures et les informations ont été mises à disposition «dans les délais convenus, de façon uniforme et non discriminatoire» (art. 8, al. 3, OApEl). Elle se fonde pour ce faire sur la directive déterminante visée à l'art. 8, al. 2, OApEl. Même s'il s'agit, pour les directives, de normes d'autorégulation qui ne sont pas, contrairement à une ordonnance, de nature souveraine, ces normes présentent un caractère suffisamment contraignant. L'ElCom reprendra en principe dans sa décision sur la question du respect des délais requis pour la fourniture de données une disposition issue d'une telle directive, sauf si elle parvient à la conclusion que la disposition n'est pas appropriée (cf. le communiqué de presse du 1^{er} février 2010 de l'ElCom «Nature juridique des directives et documents de la branche»).

L'al. 5 est abrogé, car les systèmes de mesure intelligents doivent être introduits chez tous les consommateurs finaux et tous les producteurs. Conformément à l'art. 8, al. 5, les coûts récurrents en lien avec les mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la présente modification demeurent à la charge des consommateurs finaux disposant d'un accès au réseau et des producteurs dont la puissance de raccordement est supérieure à 30 kVA (cf. art. 31e, al. 4, 2^e phrase). Pour le reste, les art. 13a, let. a, et 31e, al. 4, 1^{re} phrase, sont applicables. En d'autres termes, les coûts sont imputables.

Art. 8a Systèmes de mesure intelligents

L'al. 1 stipule que seuls des systèmes de mesure intelligents comportant un compteur électrique électronique, un système de communication numérique et un système de traitement des données peuvent encore être utilisés. Ces éléments doivent répondre dans le cadre de leur interaction aux exigences de l'al. 2. L'introduction des systèmes de mesure intelligents devra autant que possible couvrir l'ensemble du territoire. La disposition transitoire règle le déroulement chronologique. Les installations de mesure en amont du point de mesure d'un raccordement en vue d'une consommation propre ne sont pas concernées.

Les compétences en matière de mesure ne sont pas modifiées par la règle selon laquelle seuls des systèmes de mesure intelligents peuvent être utilisés. Comme par le passé, les gestionnaires de



réseau sont responsables des activités de mesure et des processus d'information (art. 8, al. 1, OApEI). L'ordonnance précise les dispositions légales de l'art. 17a, al. 2, LApEI selon lesquelles le gestionnaire de réseau peut être contraint de procéder à l'installation de systèmes de mesure vu qu'il dispose d'un délai de transition de dix ans pour qu'au moins 80% des installations situées dans sa zone soient intelligentes (art. 31e, al. 1, OApEI). En vertu de l'attribution des compétences figurant à l'art. 8, al. 1, OApEI, cette disposition s'adresse en principe aux gestionnaires de réseau. Si l'exploitation du point de mesure devait un jour être libéralisée, elle pourrait également être applicable à des tiers. Ce n'est cependant pas le cas au moment de la présente modification de l'ordonnance. L'arrêt du Tribunal fédéral du 14 juillet 2017 (ATF 2C_1142/2016) ne va notamment aucunement dans le sens d'une telle libéralisation. Le Tribunal fédéral ne se prononce pas explicitement au sujet de la responsabilité concernant l'exploitation du point de mesure (E. 2). Il constate cependant qu'un producteur dont l'installation de production dispose d'une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA peut mandater un tiers pour la mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données, pour autant que le tiers en question ne mette pas en péril la sécurité de l'exploitation du réseau avec sa prestation de mesure.

Le compteur électrique d'un système de mesure intelligent visé à l'al. 1 doit en principe répondre aux exigences spécifiques prévues par l'ordonnance du DFJP du 26 août 2015 sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMEpe; RS 941.251, voir aussi l'al. 4) ainsi qu'aux exigences énumérées à la let. a que l'on retrouve à l'annexe 2 de l'OIMEpe. C'est ainsi que ce compteur doit enregistrer l'énergie active et l'énergie réactive et calculer les courbes de charge à partir des valeurs de mesure. Un traitement approfondi des données et une utilisation notamment de l'énergie réactive ne sont ainsi pas impérativement prescrits, seule la possibilité d'un enregistrement métrologique est obligatoire. En règle générale, les compteurs concernés sont bidirectionnels par défaut. Il convient notamment de prévoir un comptage dans les deux sens lorsqu'il peut y avoir injection dans le réseau. Le compteur électrique doit être capable de sauvegarder les données au moins pendant 60 jours, même si son alimentation en courant devait être temporairement interrompue. Cette sauvegarde des données garantit que les valeurs d'origine restent disponibles pendant cette période au cas où elles disparaîtraient du système de traitement des données ou si elles devaient être entachées d'erreurs lors du traitement. Les quantités globales d'énergie utilisées doivent en outre pouvoir être lues pendant au moins 4 mois, conformément à la directive européenne 2014/32/UE. Le ch. 3 demande que les compteurs électriques disposent d'interfaces, dont une réservée à la communication bidirectionnelle avec le système de traitement des données. Une autre interface doit permettre au consommateur final ou au producteur de connecter directement un appareil au compteur électrique afin de pouvoir relever, utiliser ou transmettre notamment des données de mesure lors de leur enregistrement ainsi que les courbes de charge. La fréquence à laquelle ces mesures sont générées, par exemple toutes les secondes ou toutes les cinq secondes, n'est ainsi pas prescrite et dépend du compteur. L'accès gratuit à cette interface et aux données de mesure doit être garanti en tout temps aux consommateurs finaux et aux producteurs. Les interfaces doivent répondre à des normes reconnues, de manière à ne pas entraver le développement des services énergétiques. L'OApEI ne pose pas d'exigence supplémentaire aux transformateurs de mesure des systèmes de mesure intelligents.

En vertu de l'art. 8a, al. 1, let. b, le système de communication est un élément constitutif du système de mesure intelligent. Le gestionnaire de réseau, qui définit en règle générale le système de communication numérique, peut librement choisir le mode de transmission des données: par câble électrique, par câble en fibre de verre, par radio, etc. Le système de communication doit cependant être efficace. Concernant le système de communication, il convient de tenir compte de la compétence de l'Office fédéral de la communication (OFCOM) en la matière et de respecter notamment les prescriptions techniques et administratives de celui-ci. Si le système de communication est utilisé pour



fournir d'autres prestations de service à distance, les parts de coûts correspondantes ne sont pas imputables et doivent être présentées séparément, de manière claire et compréhensible. Le cas échéant, il convient notamment de partir de l'hypothèse que le système de communication n'est réservé que partiellement pour l'utilisation en tant que système de mesure intelligent.

De nombreuses données sont générées par l'emploi d'un compteur électrique intelligent. Ces données peuvent être administrées par des systèmes de traitement des données de tailles diverses. Il ne faut utiliser qu'un système de traitement des données par gestionnaire de réseau, conformément à l'art. 8a, al. 1, let. c. Les exigences prévues à l'art. 8a, al. 2, précisent les interactions des éléments d'un système de mesure intelligent (compteur électrique, système de communication, système de traitement des données). Afin de garantir l'interopérabilité de divers compteurs électriques intelligents provenant de fabricants différents, il faut pouvoir identifier ces appareils conformément à la let. a. On pourra ainsi réduire la dépendance envers les fabricants et accroître la sécurité des investissements pour les gestionnaires de réseau. Les normes internationales reconnues, telles que ISO/IEC 62056 (DLMS/COSEM)¹², doivent être respectées.

L'élément du logiciel des compteurs d'électricité qui n'a pas d'effet sur ses caractéristiques métrologiques doit être mis à jour, conformément à l'art. 8a, al. 2, let. b. Selon l'état de la technique, le logiciel peut être partagé en un domaine pertinent et un domaine non pertinent sur le plan métrologique, de façon à ce que les mises à jour ne génèrent pas de vérification métrologique. Le faible investissement que cela entraîne est compensé par des avantages conséquents. En l'absence d'une telle séparation, n'importe quelle mise à jour du logiciel nécessite impérativement une vérification et ne peut donc pas être faite à distance. Le certificat d'examen de type doit par ailleurs impérativement être complété comme le prescrit la directive européenne concernant la mise à disposition d'instruments de mesure 2014/32/EU. La séparation du logiciel permet par exemple d'actualiser des fonctions concernant la technologie de l'information, les interfaces de communication ou des sorties de commande sans qu'il soit nécessaire de procéder à une nouvelle vérification.

Selon l'art. 8a, al. 2, let. c, le consommateur final et le producteur ont la possibilité de consulter auprès du gestionnaire de réseau les valeurs de la courbe de charge et, au besoin, d'autres données de mesure les concernant. Le gestionnaire de réseau est libre de mettre ou non à disposition à cet effet un portail client basé ou non sur Internet. Le consommateur final et le producteur doivent disposer pendant une période définie d'une sélection des données les concernant qui soient faciles à comprendre. Ce point concerne l'énergie active durant les périodes tarifaires déterminantes pour les décomptes, les courbes de charge et, par exemple, les valeurs historiques journalières, mensuelles et annuelles de la consommation d'énergie. Il est important que la présentation des courbes de charge et des potentiels d'économie d'électricité soit claire et compréhensible. Pour avoir accès à ces données, le consommateur final et le producteur doivent justifier de leur identité ou s'authentifier dans le système. Un portail client basé sur Internet peut offrir la possibilité d'accéder à ces données au moyen de divers terminaux.

L'art. 8a, al. 2, let. d, stipule que les systèmes de mesure intelligents doivent remplir les conditions nécessaires pour intégrer les instruments de mesure numériques d'autres agents énergétiques (p. ex. gaz, eau, chaleur à distance). On veut permettre ainsi que les données de mesure ne concernant pas l'électricité puissent être relevées et gérées par le système de mesure intelligent. Les coûts correspondant à la gestion de ces données supplémentaires ne sont pas imputables aux coûts de réseau du gestionnaire de réseau et doivent donc être distingués de ses coûts de réseau de manière claire et compréhensible.

¹² Cf. le site Internet de la Commission électrotechnique internationale (IEC); <https://webstore.iec.ch/home>.



Les systèmes de commande et de réglage intelligents utilisés par le gestionnaire de réseau doivent également être raccordés au moyen d'une interface. Cette interface permet au gestionnaire de réseau de gérer ses systèmes de commande et de réglage intelligents visés à l'art. 8c OApEI grâce au système de mesure intelligent et de communiquer avec eux. Citons comme exemple les télécommandes centralisées, que le système de mesure intelligent permet d'exploiter si les conditions citées à l'art. 8c OApEI sont remplies. Il n'est pas requis que le système intelligent du gestionnaire de réseau intègre aussi des systèmes de commande et de réglage intelligents de tiers. L'art. 8c, al. 4, OApEI définit les conditions auxquelles le gestionnaire de réseau doit garantir à des tiers l'accès aux systèmes de commande et de réglage qu'il utilise.

Les manipulations (p. ex. activation ou désactivation) et les autres influences étrangères, notamment numériques (p. ex. programmes malveillants) doivent être repérées, consignées et annoncées au gestionnaire de réseau, conformément à l'art. 8a, al. 2, let. e.

Dans les ouvrages militaires soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires (RS 510.518), il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents. En outre, l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents peut être relativisée par l'EICom. Une dérogation est notamment prévue lorsque l'utilisation entraîne des coûts disproportionnés. Il convient à cet égard de tenir compte des aspects relatifs à l'efficacité énergétique, notamment lorsque le rapport coûts-utilité n'est pas équilibré. Il peut par exemple s'avérer judicieux d'installer des compteurs électriques électroniques dans les cabanes de montagne très isolées mais il serait en revanche trop coûteux de relier ces compteurs à un système de communication numérique. Il convient néanmoins de garder à l'esprit le but de l'introduction générale de systèmes de mesure intelligents. C'est la raison pour laquelle les dérogations peuvent être octroyées pour une durée limitée. On s'attend à ce que l'EICom limite les moyens engagés dans ce domaine.

L'al. 4 établit un lien avec l'ordonnance sur les instruments de mesure (OIMes, RS 941.210). Le domaine d'application de l'OIMes et la disposition d'exécution correspondante de l'OIMepe ne s'étendent certes pas à l'ensemble des compteurs électriques visés à l'art. 8a. Les compteurs électriques utilisés dans les grosses entreprises industrielles, sur les terrains de camping et les installations similaires ainsi qu'aux bornes de recharge pour véhicules électriques ne sont par exemple pas soumis à l'EMmV (art. 2). L'OIMes et l'OIMes sont toutes deux applicables lorsque leur champ d'application se recoupe avec celui de l'art. 8a.

Art. 8b Vérification de la sécurité des données

La sécurité des données fait partie intégrante d'un système de mesure intelligent. C'est la raison pour laquelle cet article prévoit à l'al. 1 que seuls les systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis avec succès à une vérification peuvent être utilisés. Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)¹³, le gestionnaire de réseau et le fabricant doivent élaborer des directives. Ces dernières définissent les éléments qui doivent satisfaire aux exigences en matière de technique de sécurité afin de garantir la sécurité des données et de réduire les menaces et les risques identifiés. Les directives incluent des processus à utiliser pour vérifier l'impact des exigences. Cette vérification n'est actuellement exigée que pour les systèmes de mesure intelligents et non pas pour les systèmes de commande et de réglage intelligents pour lesquels les développements techniques ne sont pas encore aboutis.

Le Conseil fédéral peut définir les exigences techniques minimales auxquelles les systèmes de mesure intelligents doivent répondre (art. 17a, al. 3, LApEI). Il a défini ces exigences à l'art. 8a, d'une

¹³ Cf. à ce sujet «Schutzbedarfsanalyse Smart Metering in der Schweiz», AWK Group AG, 17 septembre 2016 (http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06727).



part, et il a délégué cette tâche à la branche spécialisée dans la sécurité des données (al. 2) en vertu du principe de subsidiarité (art. 3, al. 2, LApEI), d'autre part. Le producteur et le gestionnaire de réseau établissent la directive correspondante sur la base de l'analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN. La vérification du respect des exigences techniques selon cette directive fait également partie de la sécurité des données. C'est le Metas qui est chargé de cette tâche (al. 3). Il convient que l'Etat suive de près cette première phase d'introduction et de vérification de systèmes de mesure intelligents. Le Metas peut toutefois également confier de telles vérifications entièrement ou partiellement à des tiers et il ne manquera vraisemblablement pas de le faire. La désignation ultérieure d'organes de vérification autres que le Metas passerait par une adaptation de l'ordonnance.

Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau
Les consommateurs finaux et les producteurs d'énergie peuvent en principe gérer et réglementer eux-mêmes leur consommation ou leur injection d'énergie. C'est à eux de décider s'ils souhaitent utiliser des systèmes de commande et de réglage intelligents installés chez eux ou charger le gestionnaire de réseau ou d'autres tiers de gérer ces systèmes. Ce principe selon lequel l'utilisation de systèmes de commande et de réglage nécessite le consentement du consommateur final ou du producteur est entériné à l'art. 17b LApEI. Si un consommateur final ou un producteur opte pour le gestionnaire de réseau de l'aire de réseau correspondante, c'est l'art. 8c qui détermine les conditions auxquelles le gestionnaire de réseau peut, dans le cadre d'une exploitation sûre, efficace et rentable du réseau, commander et régler l'injection d'énergie des producteurs et la consommation des consommateurs finaux.

Si un consommateur final ou un producteur donne son accord pour que le gestionnaire de réseau utilise un système de commande et de réglage intelligent installé chez lui, les parties conviennent de l'installation et des modalités d'utilisation du système (choix des appareils d'utilisation et des installations de production et ampleur de l'utilisation) et de la rétribution octroyée pour son utilisation (al.1, let. a à c). Le consentement d'un consommateur final ou d'un producteur doit bien entendu être donné librement. En revanche, il faut distinguer l'installation et l'équipement de l'utilisation. Pour qu'un tel système puisse être utilisé, il doit d'abord être installé, plus précisément le consommateur final ou le producteur doit d'abord être équipé dudit système. Le but de l'utilisation contractuelle des systèmes de commande et de réglage intelligents par le gestionnaire de réseau est d'exploiter le réseau efficacement, de manière rentable et en toute sécurité. L'optimisation de la consommation propre n'en fait par exemple pas partie dans la mesure où elle est surtout effectuée dans l'intérêt de l'autoconsommateur et pas obligatoirement dans celui du gestionnaire de réseau. Selon l'importance de la prestation sous contrat, l'effet de l'efficacité peut consister en ce que le réseau de distribution ne doive pas être renforcé ou élargi. Sont notamment concernées, les mesures servant à prévenir la surcharge des équipements thermiques, le dépassement de la plage de tolérance de fluctuation de la tension ou encore les points de charge élevés par rapport aux réseaux existants. L'idée est qu'il est plus avantageux pour le gestionnaire de réseau d'accéder à la flexibilité que de développer son réseau. Si le consommateur final ou le producteur donne son accord, les parties règlent contractuellement les conditions, conformément aux let. a à c. Il est loisible aux parties de convenir d'éléments contractuels supplémentaires pour tenir compte de leurs intérêts (p. ex. durée du contrat, modalités de résiliation et de paiement, autres prestations et devoirs de diligence). Les conditions déterminant si et comment le consommateur final ou le producteur peut commercialiser sa flexibilité à plusieurs reprises ainsi que les modalités de l'accord qui doit être conclu entre les parties doivent être convenues par contrat (sous réserve de l'al. 6).

En vertu de l'al. 2, la rétribution doit être appropriée et doit se fonder sur des critères objectifs. En outre, les principes de rétribution ne doivent pas être discriminatoires. Une rétribution est par exemple



réputée proportionnée si son montant est fonction de la durée de la disponibilité. C'est pourquoi une utilisation de cinq heures ne sera pas rétribuée de la même façon qu'une utilisation d'une heure.

Les informations visées à l'al. 3 doivent être accessibles à tous. Le gestionnaire de réseau peut par exemple les publier sur Internet. Il en découle une meilleure transparence des conditions du gestionnaire de réseau. Ces informations comprennent les principes de rétribution basée sur l'ampleur (la puissance) et la durée (de connexion ou de blocage), par exemple sous forme de réduction tarifaire ou de paiements directs. Les données concernant des personnes ne doivent pas être publiées. En se fondant sur ces informations, le consommateur final et le producteur seront mieux à même d'effectuer des comparaisons avec des prestataires tiers et de décider à quel prestataire ils entendent confier la gestion de leur installation.

L'al. 4 garantit aux tiers un accès non discriminatoire aux systèmes de commande et de réglage pour autant que cet accès soit financé par le gestionnaire de réseau au moyen des coûts du réseau. Le but est d'éviter que les tiers ne subissent un préjudice concurrentiel. La condition requise est que les systèmes de commande et de réglage intelligents installés par le gestionnaire de réseau soient techniquement en mesure d'assurer le service d'un tiers. Un tiers qui requiert un accès ne peut pas exiger du gestionnaire de réseau que celui-ci installe l'équipement technique requis. Cette utilisation par des tiers ne doit par ailleurs pas mettre en péril la sécurité et l'efficacité de l'exploitation du réseau. Si le gestionnaire de réseau obtient une indemnité de la part d'un utilisateur tiers, il doit l'affecter aux coûts d'exploitation imputables en tant que revenu.

L'al. 5 autorise le gestionnaire de réseau à installer des systèmes de commande et de réglage intelligents chez un consommateur final ou un producteur même sans leur consentement dans la mesure où cela permet d'éviter une potentielle mise en péril importante de la sécurité de l'exploitation du réseau.

Le cas échéant, cette installation peut être utilisée sans que le consommateur ou le producteur aient donné leur accord (al. 6). A cette fin, le gestionnaire de réseau peut intervenir en tout temps et sans autorisation sur les systèmes de commande et de réglage qu'il a installé aux points névralgiques du réseau avec le consentement des personnes concernées ainsi que sur les télécommandes centralisées déjà intégrées. Pour ce faire, il identifie au préalable les points névralgiques du réseau. Les consommateurs finaux et les producteurs ne sont pas indemnisés pour les interventions de ce type qui prévalent sur les commandes et réglages convenus contractuellement, que le contrat soit conclu entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final ou le producteur ou qu'il soit conclu entre des tiers et le consommateur final ou le producteur. Les consommateurs finaux et les producteurs doivent être informés de la survenance d'un tel cas d'exception. L'information porte sur la fréquence, la raison, l'ampleur et les modalités de ces connexions.

Art. 8d Traitement des données enregistrées au moyen des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

L'art. 8d définit les modalités de traitement des valeurs de courbe de charge car celles-ci permettent d'obtenir des données personnelles et des profils de la personnalité. L'al. 1 fournit la base juridique permettant au gestionnaire de réseau de traiter des valeurs de courbe de charge selon une périodicité de 15 minutes et plus. Le gestionnaire de réseau doit obtenir le consentement explicite du consommateur final s'il veut traiter les valeurs de courbe de charge selon une périodicité inférieure à 15 minutes. L'al. 1 définit en outre dans quels buts le gestionnaire de réseau peut traiter des données personnelles et des profils de personnalité. Il précise que de telles données ne peuvent être traitées que sous une forme pseudonymisée. En d'autres termes, toutes les données qui permettent



d'identifier une personne donnée doivent être remplacées par des indications neutres (pseudonymes). Il convient d'utiliser des identificateurs non parlants. Le pseudonyme s'utilise donc à la place du nom de la personne concernée. Les informations permettant une identification indirecte, par exemple un ensemble d'indices permettant de déduire l'identité d'une personne, ne doivent pas être utilisées. Ainsi, les collaborateurs du gestionnaire de réseau ne peuvent pas associer directement les données personnelles à une personne. Contrairement à l'anonymisation, le recours à des pseudonymes permet au gestionnaire de réseau d'utiliser une table de concordances pour attribuer les pseudonymes aux personnes.¹⁴ Cette attribution sera impérativement nécessaire pour comptabiliser la rémunération de l'utilisation du réseau et de l'énergie. Le gestionnaire de réseau doit s'organiser de manière à ce que seul un cercle restreint de collaborateurs ait accès aux données personnelles, aux profils de personnalité et à la table de concordance des pseudonymes. Si le gestionnaire de réseau confie des prestations de mesure à un tiers (art. 8, al. 3), il est tenu de céder à celui-ci les droits et les obligations découlant de la disposition précitée sur le traitement des données. Le fait de confier un mandat à un tiers ne délie toutefois pas le gestionnaire de réseau de toute responsabilité.

En principe, selon les dispositions de l'al. 2, les données personnelles et les profils de personnalité collectés au moyen des données de mesure ne peuvent être transmis aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3, OApEI que sous une forme pseudonymisée. La clé d'attribution ou la table de concordances des pseudonymes reste chez le gestionnaire de réseau, qui agrègera les données personnelles pseudonymisées en conséquence et dans les meilleurs délais, selon le destinataire et l'usage qu'il en a. Par exemple, si un fournisseur propose un tarif élevé et un tarif bas, il reçoit les valeurs de consommation énergétique sous une forme agrégée en fonction des périodes tarifaires correspondantes. Le fournisseur d'énergie dispose, pour le décompte, des données nécessaires à l'attribution des données pseudonymisées au bon client et consommateur final. Si le fournisseur d'énergie a besoin de profils d'acquisition à des fins prévisionnelles, il reçoit l'historique des valeurs de courbe de charge à intervalles de 15 minutes. Ces valeurs doivent toutefois être agrégées en un groupe de clients, sous réserve de dispositions contraires dans le contrat de livraison. Au demeurant, le traitement et la transmission de données personnelles supplémentaires est toujours licite dès lors que la personne concernée y consent.

Conformément à l'al. 4, le gestionnaire de réseau détermine lui-même la fréquence à laquelle il consulte les données du système de mesure intelligent. Cette fréquence ne peut pas être supérieure à une fois par jour.

La protection des données et la sécurité des données revêtent une haute importance lors de l'utilisation des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents. C'est pourquoi le gestionnaire de réseau est tenu, en vertu de l'al. 4, de prendre des mesures générales et spéciales pour garantir la sécurité des données. Les mesures prises en vertu de l'ordonnance relative à la loi fédérale sur la protection des données (OLPD; RS 235.11) doivent être mises en œuvre dans le respect des normes internationales, en particulier: ISO/IEC 27001, 27002, 27019¹⁵ et NISTIR 7628¹⁶.

Section 2 Accès au réseau et rémunération de l'utilisation du réseau

Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage

Les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans cette ordonnance sont considérés comme imputables. Les coûts du système de communication sont en principe également

¹⁴ Voir aussi «Guide relatif aux mesures techniques et organisationnelles de la protection des données» PFPDT, août 2015 (www.edoeb.admin.ch/Protection des données, Documentation).

¹⁵ Cf. le site Internet de la Commission électrotechnique internationale (IEC); <https://webstore.iec.ch/home>

¹⁶ Cf. le site Internet du National Institute of Standards and Technology (NIST); <https://www.nist.gov/>



imputables si celui-ci satisfait aux exigences techniques et systémiques minimales. Les systèmes de communication modernes, tels que les systèmes à fibre optique, par exemple, disposent souvent de capacités très élevées qui peuvent en outre être relouées à des tiers. Les coûts effectifs du système de communication ou les coûts liés à l'ampleur de l'utilisation effective comme système de mesure intelligent doivent être calculés au moyen d'une clé de répartition adéquate et présentés.

Si le système de traitement des données prescrit à l'art. 8a, al. 1, let. c, est remplacé par un système de gestion des données sur l'énergie qui présente des fonctions autres que celles requises dans l'ordonnance pour un système de traitement des données, les coûts supplémentaires correspondants en relation avec l'art. 8a ne sont pas imputables et doivent être présentés séparément car les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et d'autres domaines d'activité ne sont pas autorisées (art. 10, al. 1, LApEI).

Les coûts de capital et d'exploitation de systèmes de commande et de réglage intelligents utilisés au sens de l'art. 8c sont également imputables. Si un consommateur final ou un producteur retire à un gestionnaire de réseau son consentement à l'utilisation de tels systèmes, les coûts de capital et d'exploitation des systèmes déjà installés demeurent imputables. Il n'est donc pas nécessaire d'ôter un système de commande et de réglage intelligent installé après le retrait du consentement. Le consentement peut être rétabli à la suite d'un changement de locataire et le système peut le cas échéant être utilisé en cas de mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau.

Les indemnités versées par le gestionnaire de réseau en vertu de l'art. 8c, al. 1, constituent elles aussi des coûts imputables. En revanche, les charges liées à des prestations contractuelles fournies par le gestionnaire de réseau à des tiers dans le but, par exemple, d'optimiser la consommation propre ou de générer des plus-values sur les marchés de l'énergie de réglage primaire, secondaire et tertiaire ne sont pas imputables. Elles doivent être présentées séparément, de manière compréhensible.

Si un tiers installe un système de commande et de réglage auprès d'un consommateur final ou d'un producteur et qu'il en résulte des frais pour le gestionnaire de réseau, ce dernier peut facturer ces frais au tiers concerné. Les coûts de ce type incluent par exemple les atteintes à l'infrastructure déjà installée par le gestionnaire de réseau.

Art. 15, al. 2, let. b et c

La référence à la loi sur l'énergie est adaptée à la let. b et abrogée à la let. c car le supplément est désormais perçu par l'organe d'exécution et plus par Swissgrid (art. 35, al. 1, LEnE).

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

L'al. 1 demeure inchangé et continue d'être applicable.

Selon l'al. 2, un profil d'acquisition similaire des consommateurs finaux est déterminant pour former un groupe de clients au sein d'un même niveau de tension. Tandis que la caractéristique de la consommation indique l'évolution temporelle de la consommation énergétique par les consommateurs finaux, le profil d'acquisition indique l'évolution temporelle de l'énergie prélevée du réseau. L'art. 14, al. 3, let. c, LApEI stipule que les tarifs d'utilisation du réseau doivent se baser sur le profil d'acquisition et être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire. La loi ne précise pas quel barème le gestionnaire de réseau applique aux groupes de clients sur la base de leur profil de soutirage. Il est néanmoins judicieux, pour les petits consommateurs finaux et les producteurs consommant leur propre électricité, de retenir la pertinence de cet aspect comme critère de distinction, comme le prévoit le message relatif au premier paquet de



mesures de la Stratégie énergétique 2050 (ad art. 14, al. 3, let. c, LApEI). Suite à ces réflexions, en présence d'une puissance de raccordement égale ou inférieure à 30 kVA, on admet que les profils de soutirage sont d'importance comparable et qu'ils ne divergent pas beaucoup les uns des autres. C'est pourquoi, s'agissant de consommateurs finaux dont la puissance de raccordement n'excède pas 30 kVA, on postule un profil de soutirage comparable. De ce fait, un seul groupe de clients (groupe de clients de base) est autorisé jusqu'à une puissance de raccordement de 30 kVA pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année. Ce groupe peut comprendre un tarif simple mais aussi un tarif double. Selon l'al. 4, le gestionnaire de réseau peut proposer à ces clients d'autres tarifs d'utilisation du réseau.

En principe, le tarif d'utilisation du réseau visé à l'al. 3 consiste pour au moins 70% en une taxe de consommation non dégressive pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV lorsque la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh. Jusqu'ici, en règle générale, aucune mesure de puissance n'était installée chez de tels consommateurs finaux. C'est pourquoi les 30% restants du tarif d'utilisation du réseau étaient déterminés au moyen d'un profil de charge standard ou d'un tarif de base. Or, l'introduction de systèmes de mesure intelligents au sens des art. 8a et 31e sur l'ensemble du territoire munira progressivement tous les consommateurs finaux d'une mesure de puissance. Aussitôt qu'une mesure de la puissance est disponible, les gestionnaires de réseau peuvent proposer à ces consommateurs finaux un autre tarif d'utilisation du réseau dont la part correspondant à la consommation peut aussi être inférieure à 70% (cf. al. 4). Si le consommateur final accepte la proposition, il passe dans un autre groupe de clients.

L'al. 4 permet au gestionnaire de réseau de proposer aux consommateurs finaux visés à l'al. 2 d'autres tarifs d'utilisation du réseau. Sont également inclus dans ces tarifs les éventuelles rétributions visées à l'art. 8c. Les consommateurs finaux visés aux al. 2 et 3 qui ont recours à une mesure de la puissance peuvent aussi se voir proposer d'autres tarifs d'utilisation du réseau comportant une taxe de consommation inférieure. Chaque consommateur final fait son propre choix parmi les tarifs qui lui sont proposés. Il peut en principe aussi choisir de rester dans le groupe de clients de base. Les offres doivent bien entendu respecter les critères visés à l'art. 14, al. 3, LApEI.

Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan

Art. 22, al. 3

La référence à la nouvelle LEné est adaptée.

Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

L'al. 1 reste inchangé.

La référence citée à l'al. 2 est adaptée.

La mention «autres groupes-bilan» est supprimée à l'al. 3, car les tâches pour lesquelles les autres groupes-bilan avaient besoin jusqu'ici des programmes prévisionnels sont, conformément à l'art. 27 de la nouvelle ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnéR) désormais prises en charge par le groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-ER). Il convient cependant à cet égard de tenir compte également de la disposition transitoire figurant à l'art. 31h.

L'al. 4 (anciennement 6) précise que la demande ayant pour objet que les coûts inévitables de l'énergie d'ajustement ainsi que des coûts d'exploitation soient pris en charge par le fonds alimenté par le supplément doit désormais être adressée à l'OFEN et non plus à Swissgrid. Les coûts sont



réputés inévitables lorsqu'il n'a pas été possible d'y déroger malgré la qualité des prévisions. Le responsable du GB-ER est tenu de faire des prévisions de qualité et d'éviter ainsi dans la mesure du possible la facturation d'énergie d'ajustement.

L'al. 5 est abrogé car cette réglementation figure désormais à l'art. 27 OEnER, en vertu de l'art. 19, al. 7, let. g, LEnE.

Art. 24a Rétribution versée à la société nationale du réseau de transport

Cet article est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 dans le cadre d'une révision partielle de l'OApEI, il est toutefois abrogé dans le cadre de la présente révision. Le nouveau système de rétribution de l'injection sera complètement réglementé par la LEnE et l'OEnER.

Art. 24b Refus de rétribuer

Cet article est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 dans le cadre d'une révision partielle de l'OApEI, il est toutefois abrogé dans le cadre de la présente révision. Le nouveau système de rétribution de l'injection sera complètement réglementé par la LEnE et l'OEnER.

Art. 25 Attribution des points d'injection

Les références citées à l'art. 25 ont été adaptées et formulées plus clairement afin que l'attribution des points d'injection à des groupes-bilan dépende de la quantité d'électricité reprise.

Art. 26, al. 3 Energie de réglage et d'ajustement

La référence à la loi sur l'énergie est adaptée.

Ajustements rédactionnels ne concernant que l'allemand.

Chapitre 5 Dispositions finales

Section 1 Exécution

Art. 27, al. 4 et 5

Les dispositions de l'art. 8b, obligent les gestionnaires de réseau et les producteurs à édicter une directive. C'est pourquoi l'art. 8b figure désormais dans les articles énumérés à l'al. 4.

La référence à la loi sur l'énergie est adaptée à l'al. 5.

Section 3 Dispositions transitoires

Art. 29 Mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données

L'ancienne version de l'article libère les producteurs ayant des conditions de raccordement selon l'art. 28a LEnE du 26 juin 1998 de l'obligation d'installer un système de mesure de la courbe de charge. Cette disposition est abrogée. Ces producteurs doivent désormais également être équipés de systèmes de mesure intelligents, conformément aux dispositions transitoires. L'introduction de ces systèmes doit intervenir autant que possible sur l'ensemble du territoire. Les coûts correspondants sont imputables (art. 13a, let. a, et 31e, al. 4).



Section 4a Disposition transitoire relative à la modification du ...

Art. 31e Introduction de systèmes de mesure intelligents

L'al. 1 fixe à dix ans le délai d'introduction des systèmes de mesure intelligents visé à l'art. 8a. Jusqu'à l'expiration de ce délai transitoire, 80% de toutes les installations de mesure actives d'un gestionnaire de réseau exploités chez les consommateurs finaux ou les producteurs de l'aire de réseau doivent répondre aux exigences visées aux art. 8a et 8b. Après cela, il convient pour le remplacement d'autres installations de mesure d'utiliser dans tous les cas des systèmes de mesure intelligents visés aux art. 8a et 8b.

En principe, le gestionnaire de réseau détermine, durant la période transitoire, le moment concret où ces systèmes seront installés chez les consommateurs finaux et les producteurs raccordés dans sa zone de desserte (al. 2). Mais dès qu'un consommateur final choisit d'accéder librement au réseau ou qu'un producteur raccorde une nouvelle installation au réseau électrique, et ce, quelle que soit leur puissance de raccordement, le gestionnaire de réseau doit les équiper d'un système de mesure intelligent conforme à l'ordonnance. Le gestionnaire de réseau, dans un esprit d'exploitation efficace du réseau, remplacera par ailleurs d'abord les installations de mesure qui ne fonctionnent plus ou qui, arrivant en fin de vie, sont amortis. Il évitera ainsi autant que possible de perdre des valeurs résiduelles. Cependant, la longévité d'une installation de mesure actuelle ne peut pas être prolongée en échangeant des composantes essentielles. Lorsque des sites reçoivent de nouveaux équipements (p. ex. construction, assainissement), il faut également y installer des systèmes de mesure intelligents. Pour autant que ce soit techniquement possible et que les exigences visées à l'art. 8a soient respectées, le gestionnaire de réseau est en outre tenu, dans un esprit d'efficacité, d'intégrer une mesure de la courbe de charge existante dans son système de mesure intelligent.

Al. 3: jusqu'à fin 2018, le gestionnaire de réseau peut équiper de systèmes de mesure qui ne répondent pas encore aux exigences des art. 8a et 8b les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ainsi que les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production, parce que la directive relative à la sécurité des données et la vérification de celle-ci visées à l'art. 8b n'est pas encore entièrement achevée. Ces installations de mesure doivent cependant au minimum comporter des dispositifs de mesure électroniques avec mesure de la courbe de charge de l'énergie active et un système de communication avec transmission automatique des données et être connectées à un système de traitement des données. Les systèmes de mesure déjà installés avant l'entrée en vigueur de la modification du 1^{er} novembre 2017, et ce, également chez d'autres consommateurs finaux que ceux qui ont fait usage de leur droit d'accès au réseau, sont eux aussi soumis aux dispositions de l'al. 3. Il s'agit en principe de systèmes de mesure intelligents qui ne présentent toutefois pas toutes les fonctionnalités visées à l'art. 8a et qui ne doivent pas encore être soumis à la vérification de la sécurité des données visée à l'art. 8b. Le gestionnaire de réseau peut les comptabiliser dans les 80% visés à l'al. 1 aussi longtemps que leur bon fonctionnement est garanti. Cette disposition prévoit toutefois que si certains éléments de ces systèmes sont remplacés, les exigences figurant aux art. 8a et 8b doivent être respectées.

L'al. 4 dispose que les coûts d'exploitation et de capital des installations de mesure qui ne répondent pas encore aux dispositions des art. 8a et 8b mais qui peuvent encore être utilisées en application de la disposition transitoire demeurent également imputables. Les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données, qui sont exploitées chez les consommateurs finaux ou les producteurs, peuvent être utilisées jusqu'à la fin de leur durée de vie. Là encore, la longévité ne saurait être prolongée par l'échange de composantes essentielles. Les dispositions actuelles de l'art. 8, al. 5, selon lesquelles tous les consommateurs finaux bénéficiant d'un droit d'accès au réseau



et les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent supporter les frais récurrents sont maintenues. Aucune valeur résiduelle éventuelle ne leur est remboursée.

Si des installations de mesure du gestionnaire de réseau doivent être éliminées pendant le délai transitoire en raison de l'introduction des systèmes de mesure intelligents alors qu'elles ne sont pas encore totalement amorties, les valeurs résiduelles sont imputables en tant qu'amortissements exceptionnels (al. 5).

Art. 31f Utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau

Le gestionnaire de réseau peut continuer d'utiliser les systèmes de commande et de réglage intelligents utilisés jusqu'alors (en particulier les installations de télécommande centralisées) jusqu'à ce que le consommateur final ne l'interdise expressément. Lorsque le consommateur final a connaissance d'interventions du gestionnaire de réseau et qu'il les tolère (p. ex. temps de blocage sur l'ensemble de la zone de desserte), il lui incombe donc d'approcher activement celui-ci s'il souhaite modifier ses règles d'accès. En l'absence d'une telle démarche, les activités de commande et de réglage se dérouleront sans changement, c'est-à-dire selon les conditions qui prévalent actuellement (p. ex. sans indemnisation de l'accès). Si le gestionnaire de réseau remplace des systèmes de commande et de réglage intelligents existants, il est soumis aux dispositions de l'art. 8c.

Art. 31h Reprise et rétribution d'électricité produite par des installations qui injectent au prix de référence

Les dispositions actuelles concernant les modalités de reprise et la rétribution de l'électricité dans le cadre du système de rétribution de l'injection (installations qui injectent de l'électricité au prix du marché de référence et qui ne sont pas intégrées à la commercialisation directe) sont applicables jusqu'à la fin de l'année 2018 afin de permettre de procéder aux adaptations nécessaires.

Section 5 **Entrée en vigueur**

Art. 32, al. 4

La nouvelle OEne règle l'entrée en vigueur de la présente ordonnance et abroge l'OEne en vigueur jusqu'ici.