



20 novembre 2024

Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouve- lables :

Modification de l'ordonnance sur l'énergie

Rapport concernant le projet mis en consultation

Table des matières

1.	Contexte	1
2.	Présentation du projet	1
2.1	Intérêt national	1
2.2	Consommation propre et regroupement pour la consommation propre	3
2.3	Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité	3
2.4	Autres changements nécessaires du fait de modifications au niveau de la loi	4
2.5	Système de garanties d'origine pour les combustibles et carburants	5
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	5
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	6
5.	Relation avec le droit de l'Union européenne	6
6.	Commentaire des dispositions	7
7.	Commentaire de l'annexe	28
	1. Ordonnance du 9 mai 1990 sur le bail à loyer et le bail à ferme d'habitations et de locaux commerciaux (OBLF ; RS 221.213.11)	28
	2. Ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Oimpmin ; RS 641.611)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
	3. Ordonnance du 21 mai 2008 sur la géoinformation (OGéo ; RS 510.620)	28
	4. Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-En ; RS 730.05)	29
	5. Ordonnance du DETEC du 1 ^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM ; RS 730.010.1)	29
	6. Ordonnance du 19 octobre 1988 relative à l'étude de l'impact sur l'environnement (OEIE ; RS 814.011)	30

1. Contexte

Le 29 septembre 2023, dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (FF 2023 2301), le Parlement a notamment modifié l'art. 10 (plans directeurs des cantons), l'art. 12 (intérêt national), l'art. 15 (obligation de reprise et de rétribution), les art. 16 et 17 (consommation propre) ainsi que l'art. 32 (appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité) de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0), et introduit les nouveaux art. 18a (injection d'énergie par la Confédération) et 37a (prêts de trésorerie).

Des modifications dans l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEne ; RS 730.01) sont par conséquent nécessaires, en particulier à l'art. 12 (obligation de rétribution) ainsi qu'aux art. 14, 16 et 18 (consommation propre) de l'ordonnance, et les nouveaux art. 3a (garanties d'origine de la Confédération), 7b (délimitation de zones appropriées), 9a (installations solaires revêtant un intérêt national), 20a (programmes à l'échelle nationale pour des mesures d'efficacité), 36a (prêts de trésorerie) et 51a à 51k (gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité) doivent être introduits dans l'OEne.

Les modifications concernant l'obligation de reprise et de rétribution visée à l'art. 15 LEne sont étroitement liées aux dispositions de la LApEI relatives à l'approvisionnement de base, qui ne s'appliqueront qu'à partir de 2026 ou plus tard. La modification de l'art. 15 entrera donc en vigueur au 1^{er} janvier 2026.

Dans le même projet de loi, le Parlement a en outre complété la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7) avec les nouveaux art. 9a^{bis}-9a^{quater} (augmentation de la production d'électricité en hiver) et 15b (renforcements du réseau). Une modification de l'art. 10 ainsi qu'un nouvel art. 9a^{quater} OEne sont dès lors nécessaires afin de réglementer les mesures de compensation en faveur de la protection de la biodiversité et du paysage.

La présente révision de l'OEne introduit en outre une garantie d'origine (GO) pour les combustibles et carburants renouvelables liquides ou gazeux ainsi que pour l'hydrogène non renouvelable et les carburants d'aviation à faible taux d'émission. Cette modification de l'ordonnance n'est pas directement liée à la modification de loi précitée, mais elle intervient en même temps dans un souci d'efficacité dans les procédures.

2. Présentation du projet

2.1 Intérêt national

À l'art. 12, al. 4, LEne, le Parlement prévoit que le Conseil fédéral fixe la taille et l'importance requises non seulement pour les installations hydroélectriques et les éoliennes, mais désormais également pour les installations solaires d'intérêt national. Le Conseil fédéral introduit la disposition d'exécution correspondante dans l'OEne. Le critère pour déterminer l'intérêt national des installations solaires est la production d'énergie pendant le semestre d'hiver.

Les cantons continuent à désigner des zones qui se prêtent à l'exploitation d'installations hydroélectriques ou éoliennes dans leur plan directeur. Désormais, ils désignent également les zones qui se prêtent à l'exploitation d'installations solaires d'intérêt national (art. 10, al. 1, LEne). Lors de la définition des zones pour les installations solaires ou éoliennes, les cantons doivent tenir compte des intérêts de la protection des paysages, des biotopes et de la conservation des forêts, ainsi que des intérêts de l'agriculture (terres cultivables et surfaces d'assolement ; art. 10, al. 1^{er}, LEne). Dans les zones concernées, les installations solaires ou éoliennes d'intérêt national bénéficient d'avantages de droit matériel (voir art. 9a, al. 4, LApEI). L'intérêt de les réaliser, en particulier, prime en principe sur d'autres intérêts nationaux. C'est pourquoi la planification et la mise en œuvre d'installations solaires ou éoliennes se

concentrent sur les zones appropriées, ce qui a pour effet de ménager le paysage en dehors de ces zones.

Dans le domaine de l'hydraulique, les projets de centrales hydroélectriques à accumulation visés à l'annexe 2 LApEI ainsi que le projet de Chlus bénéficient d'une primauté de principe. Les projets issus de la table ronde sont le fruit d'un consensus entre les représentants d'acteurs clés du domaine de l'hydroélectricité (associations de protection, exploitants, cantons et Confédération), qui ont signé une déclaration commune en la matière. Des mesures de compensation supplémentaires doivent être prévues pour ces projets afin de protéger la biodiversité et le paysage (art. 9a, al. 3, let. e, LApEI), lesquelles sont également précisées dans la présente ordonnance (art. 9a^{quater} OEne).

La primauté de principe vis-à-vis d'autres intérêts nationaux ne signifie pas que l'installation sera nécessairement approuvée. Un examen du cas d'espèce aura toujours lieu, y compris la pesée des intérêts.

L'interdiction absolue d'installations destinées à l'utilisation des énergies renouvelables dans les biotopes et dans les réserves de sauvagine et d'oiseaux (voir art. 12, al. 2, 2^e phrase) est abrogée dans trois cas, conformément à l'art. 12, al. 2^{bis}, LEne. Selon la let. c, elle ne s'applique pas lorsque seul le tronçon à débit résiduel d'une installation se trouve dans l'objet protégé. La disposition prévoit que, désormais, une pesée des intérêts doit également être possible dans de tels cas de figure. Dans de tels cas, les conditions qui s'appliquent en cas d'interventions sont les mêmes que pour d'autres infrastructures. Il est ainsi aussi clair que l'interdiction de détérioration visée à l'art. 29, al. 1, let. a de l'ordonnance du 16 janvier 1991 sur la protection de la nature et du paysage¹ ne s'applique pas aux zones alluviales visées à l'annexe 2 de l'ordonnance du 28 octobre 1992² sur les zones alluviales et qu'en principe, de nouvelles installations d'intérêt national peuvent aussi être construites dans ces zones. Il convient de décider au cas par cas, en fonction de toutes les circonstances, quel intérêt, celui de la protection ou celui de l'utilisation, doit avoir le plus de poids. (voir art. 6 de la loi fédérale du 1^{er} juillet 1966³ sur la protection de la nature et du paysage [LPN] en relation avec l'art. 4, al. 2 de l'ordonnance sur les zones alluviales). Il ressort toutefois des débats parlementaires que les objectifs de protection ne doivent pas être revus à la baisse ou vidés de leur substance (cf. BO 2023 N 1501). Les biotopes d'importance nationale existants sont conservés intacts, conformément à leurs objectifs de protection (fonction, qualité, taille, multiples fonctions et processus et habitats dignes de protection). Des dispositions d'exécution ne sont pas nécessaires dans l'ordonnance. Il faut en outre partir du principe que la disposition légale ne s'appliquera qu'à un petit nombre de sites ou installations.

Enfin, le législateur a prévu, à l'art. 12, al. 3, dernière phrase, LEne, que l'intérêt national prime les intérêts cantonaux, régionaux et communaux. Il convient de relever, à ce sujet, qu'une distinction doit être faite entre les *intérêts*, qu'ils soient nationaux, cantonaux, régionaux et communaux, d'une part, et le *droit* cantonal (et le cas échéant, le droit communal qui en découle). Ici, la règle demeure inchangée : même lorsqu'il y a place pour le droit cantonal, le législateur cantonal n'est pas totalement libre. Le droit cantonal autonome n'est pas totalement dissocié du droit fédéral ; le droit cantonal ne doit pas violer le sens et l'esprit du droit fédéral et ne doit pas porter atteinte à son objet, ni même le contrecarrer (Ruch Alexander, dans : Ehrenzeller Bernhard/Schindler Benjamin/Schweizer Rainer J./Vallender Klaus A. (éd.), Die schweizerische Bundesverfassung, St. Galler Kommentar, 3^e édition, Zurich/St.-Gall 2014, ch. marg. 17 ad art. 49, notre traduction. 49 N 17). Néanmoins, des intérêts qui ne découlent pas directement du droit cantonal doivent également être pris en considération lors de la pesée des intérêts (voir art. 3, al. 1, let. c, de l'ordonnance du 28 juin 2000 sur l'aménagement du territoire [OAT ; RS 700.1]), compte tenu du principe de proportionnalité, pour autant qu'ils ne restreignent pas, ou pas de manière disproportionnée, l'intérêt national.

¹ RS 451.1

² RS 451.31

³ RS 451

2.2 Consommation propre et regroupement pour la consommation propre

S'agissant de la consommation propre et du regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), le législateur a adapté la LENE sur trois points, rendant nécessaires les modifications suivantes de l'ONE :

- Premièrement, le Conseil fédéral peut élargir la définition du lieu de production (autrement dit le périmètre à l'intérieur duquel la consommation propre peut se dérouler) en permettant l'utilisation de lignes de raccordement (art. 16, al. 1, LENE). Le Conseil fédéral fait usage de cette compétence pour autoriser l'utilisation, à un niveau de tension inférieur à 1 kV, de lignes de raccordement pour la consommation propre, y compris l'infrastructure électrique au point de raccordement.
- Deuxièmement, les RCP ne doivent désormais plus disposer d'un point de mesure physique *unique* vis-à-vis du gestionnaire de réseau, mais ils peuvent également disposer de plusieurs points de mesure (art. 17, al. 1, LENE). Le Conseil fédéral prévoit donc que le gestionnaire de réseau est désormais tenu d'autoriser ce qu'on appelle un « RCP virtuel ». Les systèmes de mesure intelligents existants du gestionnaire de réseau peuvent ainsi continuer à être utilisés lors de la création d'un RCP. Ils servent, d'une part, de point de mesure virtuel du RCP du côté du gestionnaire de réseau. D'autre part, le gestionnaire de réseau met à la disposition du RCP les différentes données de mesure pour le décompte interne du RCP (voir art. 8, al. 4, et art. 8e, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité [OApEI ; RS 734.71] concernant les obligations en matière d'installation de systèmes de mesure intelligents dans les RCP et de livraison des données). La possibilité d'introduire des points de mesure virtuels ne change rien aux exigences à remplir par le regroupement dans le cadre de la consommation propre en vertu de l'art. 15, al. 1, ONE, à savoir que la capacité de production totale du regroupement doit représenter au moins 10 % de la puissance de raccordement totale du regroupement.
- Troisièmement, les coûts liés à la constitution du RCP (concrètement pour un éventuel réseau destiné à la distribution interne de l'électricité) peuvent désormais être répercutés sur les participants via le prix de l'électricité (art. 17, al. 4, LENE). L'ONE prévoit désormais que ces coûts peuvent être imputés au pro rata sur les coûts de l'électricité produite dans le cadre du RCP et sur les coûts de l'électricité soutirée à l'extérieur. Si les coûts externes incluent un tel supplément pour un réseau pour la distribution interne de l'électricité, ces coûts ne peuvent pas dépasser, au total, le montant que les participants au RCP devraient payer au gestionnaire de réseau pour le produit électrique standard. Dans un souci de clarté, les dispositions de l'art. 16 relatives à la facturation des coûts aux locataires et preneurs à bail participant au regroupement sont désormais déplacées aux art. 16a et 16b.

Outre les modifications de l'ONE résultant des changements apportés à la loi, les gestionnaires de réseau sont tenus – de façon analogue aux dispositions sur les communautés électriques locales –, de communiquer aux exploitants du RCP, dans un délai de 15 jours, les informations relatives aux spécificités du réseau de distribution concerné qui sont nécessaires à la constitution du RCP (ou RCP virtuel). En outre, si des consommateurs finaux se trouvant dans le périmètre du RCP ne participent pas au regroupement (p. ex. dans un immeuble collectif), il est clairement indiqué que le gestionnaire de réseau établit un décompte distinct pour les prélèvements et injections d'électricité du RCP et ceux des autres consommateurs finaux, de sorte que des installations supplémentaires ne sont pas nécessaires.

2.3 Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité

Dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur les énergies renouvelables, le Parlement a fixé comme objectif une économie d'électricité annuelle de 2 térawattheures (TWh) d'ici à 2035 au plus tard obtenue grâce à des mesures d'efficacité. Pour atteindre cet objectif, le Parlement a décidé d'introduire un nouvel instrument visant à améliorer l'efficacité de la consommation électrique, à savoir les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité.

Les fournisseurs d'électricité se voient fixer un objectif en matière d'efficacité énergétique, qu'ils doivent atteindre en mettant en œuvre différentes mesures auprès de leurs consommateurs finaux en Suisse (entreprises et ménages privés). Concrètement, les fournisseurs d'électricité apportent la preuve de la mise en œuvre, chez des consommateurs finaux existants, de mesures visant à améliorer l'efficacité de la consommation électrique dans des domaines tels que les moteurs électriques, l'éclairage, la ventilation, les installations frigorifiques ou d'autres installations et appareils similaires. Il est important de relever que cet objectif ne limite explicitement pas la quantité d'électricité que les fournisseurs d'électricité peuvent écouler. Les fournisseurs d'électricité peuvent continuer de vendre de l'électricité sans restrictions.

Au cours des années et des décennies à venir, la demande en électricité va augmenter dans différents domaines, l'électricité remplaçant progressivement les agents énergétiques fossiles pour le chauffage des locaux, la préparation de l'eau chaude et la mobilité. Avec le nouveau secteur d'activité des prestations d'efficacité, les fournisseurs d'électricité contribuent à l'amélioration de l'efficacité électrique. La sécurité d'approvisionnement ainsi que la protection du climat s'en trouvent renforcées.

Le nouvel instrument fixe un objectif quantitatif pour des gains d'efficacité supplémentaires. Le Conseil fédéral définit le niveau exact de l'objectif en se référant au volume d'électricité écoulé au cours de l'année par un fournisseur auprès de ses consommateurs finaux en Suisse. Un objectif fixé, par exemple, à 2 % permettrait d'économiser environ 1 TWh par an d'ici à 2035⁴. En outre, seules les livraisons aux consommateurs finaux entrent en ligne de compte pour la réalisation de l'objectif. Les objectifs ne s'appliquent pas aux intermédiaires.

Les fournisseurs d'électricité assument des coûts liés à la mise en œuvre du nouvel instrument supplémentaire, par exemple pour la réalisation de conseils énergétiques ou pour de nouveaux appareils ou de nouvelles installations. Ils peuvent répercuter ces coûts, via la composante « énergie » du tarif d'électricité, sur les clients tant dans l'approvisionnement de base que sur le marché libre. Ainsi, les fournisseurs d'électricité sont incités à offrir les prestations d'efficacité au meilleur prix, et donc à limiter autant que possible les coûts.

2.4 Autres changements nécessaires du fait de modifications au niveau de la loi

L'OEne est modifiée ou complétée en raison des modifications suivantes apportées au niveau de la loi :

- modification de l'art. 10 LEne (plans directeurs des cantons)
- possibilité de prévoir des programmes à l'échelle nationale pour des mesures d'efficacité (art. 32, al. 2, LEne)
- nouvelle disposition relative à l'injection d'énergie par la Confédération (art. 18a LEne)
- possibilité d'endettement du fonds alimenté par le supplément par le biais de prêts de trésorerie (art. 37a LEne)
- modification de l'art. 53, al. 2, 1^{re} phrase, 2^{bis} et 3, let. a, LEne (recherche, développement et démonstration) au titre de la modification d'un autre acte dans le cadre de la loi fédérale du 30 septembre 2022 sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI ; FF 2022 2403)

⁴ L'évaluation repose sur une durée d'impact moyenne des mesures de dix ans et, à moyen terme, des ventes d'électricité atteignant 60 TWh/an.

2.5 Système de garanties d'origine pour les combustibles et carburants

Aux termes de l'art. 9, al. 5, LEne, le Conseil fédéral « peut aussi prévoir une garantie d'origine et un marquage pour d'autres domaines [que l'électricité], en particulier pour le biogaz ». Le Conseil fédéral fait usage de cette compétence dans le cadre de la présente révision de l'OEne. Il introduit une GO pour les combustibles et carburants liquides ou gazeux renouvelables ainsi que pour l'hydrogène non renouvelable et les carburants d'aviation à faible taux d'émission (regroupés sous la dénomination « combustibles et carburants »). En fonction de leur provenance, ces substances jouent un rôle important pour assurer l'approvisionnement en énergies renouvelables, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et pour permettre la réalisation de l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 inscrit dans la LCI.

Dans le nouveau système de garanties d'origine (système de GO), les combustibles et carburants sont enregistrés dans une base de données dès leur production ou leur importation. Leur plus-value écologique est dès lors visible et négociable. Si les combustibles et les carburants sont imputés à des instruments de politique climatique ou énergétique, une mention correspondante peut figurer sur la GO et celle-ci peut servir de justificatif. Le nouveau système de GO doit contribuer, dans une large mesure, à éviter les comptages à double. Cela favorisera, d'une part, une commercialisation fiable de ces substances et simplifiera, d'autre part, l'exécution des instruments de politique climatique et énergétique, tant pour les acteurs soumis à une obligation que pour l'administration.

Le nouveau système de GO remplace l'organe de clearing pour les gaz renouvelables de l'industrie gazière au 1^{er} janvier 2025. L'industrie gazière exploite ce service de clearing sur la base de l'art. 45e de l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Oimpmin ; RS 641.611) sur mandat de l'Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières (OFDF). L'article en question continuera à définir les obligations des établissements de fabrication et des fournisseurs et vendeurs de gaz pour la perception de l'impôt sur les huiles minérales. La différence tient au fait que le système de GO assumera dorénavant la fonction du service de clearing.

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

Au niveau de la Confédération, il faut s'attendre à des charges accrues au niveau financier et au niveau du personnel pour l'exécution des dispositions prévues en lien avec le système de GO pour les combustibles et carburants. C'est Pronovo AG, en tant qu'organe d'exécution visé à l'art. 64 LEne, qui se charge de l'application. La charge d'exécution, qui se monte à 600 000 francs par année, est entièrement financée par les émoluments prélevés par Pronovo, entre autres lors de l'établissement ou de l'importation de GO ainsi que pour l'enregistrement d'une installation de production. Pour l'exécution du système de GO, la Confédération (OFEN/OFEV) a besoin de moyens financiers à hauteur de 360 000 francs pour deux équivalents plein temps. Les ressources nécessaires seront couvertes dans la mesure du possible par les ressources existantes de l'OFEN. Les dispositions n'ont aucune conséquence particulière sur les finances, l'état du personnel ni autres conséquences pour les cantons et les communes.

Les autres modifications de l'ordonnance n'ont pas de conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.

4. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

Le nouveau système de GO permet une commercialisation efficace et transparente (aussi et surtout pour les consommateurs finaux) des combustibles et carburants liquides ou gazeux renouvelables ainsi que de l'hydrogène d'origine non renouvelable et des carburants d'aviation à faible taux d'émission. Il simplifie l'exécution des instruments de politique climatique et énergétique, tant pour les acteurs soumis à une obligation que pour l'administration. L'introduction du système de GO occasionne des frais nouveaux pour les entreprises (producteurs, importateurs, vendeurs et fournisseurs d'énergie), en particulier dans les domaines dans lesquels aucune déclaration au service de clearing exploité par l'industrie gazière n'était nécessaire. Le nouveau système de GO est financé par les émoluments prélevés lors de l'établissement ou de l'importation de GO ainsi que pour l'enregistrement d'une installation de production. Les entreprises décident quelle part des coûts elles entendent ensuite répercuter sur l'échelon suivant dans la chaîne d'approvisionnement.

Les autres modifications de l'ordonnance n'engendrent pas de conséquences économiques, environnementales ou sociales.

5. Relation avec le droit de l'Union européenne

Comme c'est déjà le cas dans le domaine de l'électricité, le système suisse de GO pour les combustibles et carburants s'appuie sur les prescriptions de l'Union européenne réunies dans la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II révisée)⁵. Le marquage dans le domaine du gaz et des agents énergétiques liquides n'est pas encore mis en œuvre avec cette modification de l'ordonnance.

L'intérêt national prévu par la loi et qui prime en principe d'autres intérêts selon l'acte modificateur unique (art. 12, LEne et art. 9a, al. 3 et 4, LApEI) correspond dans les grandes lignes à l'intérêt public supérieur de l'UE dont bénéficient les installations correspondantes dans l'UE (RED II révisée). Ces nouvelles dispositions sont par conséquent compatibles avec le droit européen.

La présente modification d'ordonnance concernant les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité s'appuie sur la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, en vigueur depuis 2012⁶. Celle-ci prévoit que chaque État membre doit obtenir une réduction de la consommation d'énergie finale pendant la période d'engagement en vigueur. Les États membres sont libres de choisir par quel moyen ils souhaitent obtenir ces économies d'énergie. L'introduction d'un mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique pour les distributeurs d'énergie et/ou les entreprises de vente d'énergie au détail actives sur le territoire de l'État membre concerné constitue une solution alternative. Plusieurs États membres – notamment l'Autriche, la France et l'Italie – ont introduit un tel instrument en vue de la réalisation de leurs objectifs d'économie d'énergie. La directive de l'UE relative à l'efficacité énergétique a fait ses preuves au cours des années écoulées et la poursuite de la période d'engagement pour une durée indéterminée montre à quel point les prescriptions en question sont importantes et jouent un rôle central dans la stratégie énergétique de l'UE. Dans leur globalité, les objectifs d'efficacité pour les fournisseurs d'électricité en Suisse qui viennent d'être introduits sont l'équivalent d'un mécanisme d'obligations pour les entreprises d'approvisionnement en énergie en Europe, et se fondent sur le droit européen.

Les autres modifications de l'ordonnance sont également compatibles avec le droit européen.

⁵ 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 (refonte), JO L 328 du 21.12.2018, p. 82 ; modifiée en dernier lieu par la directive (UE) 2024/1711, JO L 2024/1711 du 26 juin 2024.

⁶ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE, JO L 315 du 14.11.2012, p. 1 ; modifiée en dernier lieu par le règlement délégué (UE) 2023/807, JO L 101 du 14 avril 2023, p. 16.

6. Commentaire des dispositions

Art. 1, let. a, a^{bis} et h^{bis}

Let. a et a^{bis} : L'OENE prévoit désormais des GO non seulement pour l'électricité, mais aussi pour les combustibles et carburants liquides ou gazeux renouvelables ainsi que pour l'hydrogène non renouvelable et les carburants d'aviation à faible taux d'émission, désignés globalement par « combustibles et carburants » (voir art. 4a). S'agissant de l'hydrogène, dès le début tous les modes de production renouvelables et fossiles sont enregistrés (autrement dit, toutes les « couleurs » de l'hydrogène). Par contre, en ce qui concerne les autres combustibles et carburants liquides ou gazeux, seules les substances renouvelables sont recensées. S'agissant des carburants d'aviation, ceux réputés à faible taux d'émission viennent s'ajouter à ceux réputés renouvelables. Les combustibles ou carburants fossiles pourraient par la suite également être enregistrés. D'autres dispositions d'exécution figurent dans la nouvelle ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants (OGOC), analogue à l'ordonnance du DETEC du 1er novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM ; RS 730.010.1) dans le domaine de l'électricité.

Let. h^{bis} : Les dispositions d'exécution pour le nouvel instrument des gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité sont introduites dans l'OENE.

Art. 3a Garanties d'origine de la Confédération

Étant donné que la Confédération, sur la base de l'art. 45b LENE, produira elle-même davantage d'électricité, il est plus probable qu'elle ne consomme pas systématiquement l'intégralité de sa production, mais qu'elle en injecte, dans une certaine mesure, la partie excédentaire dans le réseau. Dans ces cas, la Confédération a la possibilité de vendre les GO correspondantes.

Art. 4, al. 1^{bis} et al. 2, let. a

Les dispositions de l'art. 4 OENE relatives au marquage de l'électricité utilisent le terme de « consommateur final » conformément à la LAPeI. En raison de la modification de la définition du consommateur final à l'art. 4, al. 1, let. b, LAPeI, il est précisé à l'art. 4, al. 1^{bis} que comme jusqu'à présent, ni l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins ni celle destinée au fonctionnement des pompes des centrales de pompage-turbinage et aux installations de stockage sans consommation propre n'est soumise à l'obligation de marquage.

L'entreprise qui doit marquer son électricité pour ses consommateurs finaux doit dorénavant fournir des informations sur le mix du fournisseur (al. 2, let. a) et sur le mix du produit (al. 2, let. b). Jusqu'à présent, l'entreprise était libre de choisir laquelle de ces deux informations elle souhaitait communiquer à ses consommateurs finaux.

Art. 4a Champ d'application

Ce paragraphe s'applique (a) aux combustibles et carburants renouvelables, (b) à l'hydrogène non renouvelable et (c) aux carburants d'aviation à faible taux d'émission, désignés globalement par « combustibles et carburants ».

Let. a : Le système de GO pour les combustibles et carburants enregistre dans une base de données les combustibles et carburants renouvelables, que la présente ordonnance définit comme étant des combustibles et carburants liquides ou gazeux renouvelables issus de la biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables. Cette définition de « renouvelable » repose sur le projet de révision relatif aux émissions de CO₂ (FF 2022 2652), à savoir sur les modifications apportées aux définitions dans la loi sur le CO₂, la loi sur la protection de l'environnement et la loi sur l'imposition des huiles minérales et vise à unifier la terminologie dans ce domaine.

Let. b : En plus de l'hydrogène renouvelable visé à la *let. a*, le système de GO pour les combustibles et carburants englobe toutes les autres sortes d'hydrogène, quels que soient leur mode de production et leurs sources d'énergie. Outre son usage en tant qu'agent énergétique, l'hydrogène peut servir de matière première destinée à une utilisation matérielle, notamment dans l'industrie chimique ou pharmaceutique. Tant que l'emploi qui sera fait de l'hydrogène n'est pas connu, il se pourrait qu'il soit utilisé comme combustible ou comme carburant, et il doit par conséquent être saisi par les acteurs concernés dans le système de GO pour les combustibles et carburants. Lorsqu'une utilisation en tant qu'agent énergétique est exclue, l'exploitant de l'installation concernée ou l'importateur concerné doit produire les justificatifs correspondants.

Let. c : La révision de la loi sur le CO₂ introduit une obligation de mettre à disposition et de mélanger des carburants d'aviation renouvelables à faible taux d'émission et des carburants d'aviation synthétiques renouvelables (obligation de mélange). En complément aux carburants d'aviation renouvelables à la *let. a*, les carburants d'aviation à faible taux d'émission sont donc aussi enregistrés dans le système de GO pour les combustibles et carburants.

Art. 4b Obligations

Al. 1 : Les producteurs en Suisse doivent faire enregistrer leurs installations de production, après leur mise en service, dans la base de données suisse des GO, et y faire inscrire régulièrement les quantités de combustibles et carburants produits. Dans la présente révision de l'OEne et dans l'OGOC, le terme « producteur » est synonyme de l'expression « établissement de fabrication » utilisée dans la législation sur l'imposition des huiles minérales. L'obligation d'enregistrement concerne toutes les installations de production de Suisse. Elle concerne donc aussi celles qui produisent de l'électricité à partir de biogaz et qui sont déjà enregistrées dans le système de GO de l'électricité pour la partie électricité, et non pour la partie chaleur. Les installations qui consomment elles-mêmes le biogaz et ne le vendent pas (p. ex. stations d'épuration des eaux usées) sont également concernées. La production de biogaz est enregistrée dans sa totalité, et ce pour deux raisons : premièrement, l'OFEN pourra ainsi à l'avenir utiliser la base de données des GO comme une source de données pour la Statistique globale suisse de l'énergie et renoncer alors en partie à la collecte de données séparée réalisée actuellement pour ces installations. Deuxièmement, l'infrastructure informatique du système de GO pourra ainsi servir, à l'avenir, au contrôle des critères écologiques pour la mise en circulation des combustibles et carburants renouvelables. Ces critères sont prévus à l'art. 35d LPE, dans le cadre de la révision de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2024 (FF 2022 2652). Pour limiter la charge de travail pour les installations déjà enregistrées dans le système de GO pour l'électricité, les données d'enregistrement seront si possible transmises automatiquement. Aucun nouvel émoulement n'est perçu pour l'enregistrement d'une telle installation. De plus, les installations qui ne vendent pas de GO ne paient pas d'émoulements pour l'établissement de celles-ci (révision de l'annexe 4 de l'ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoulements et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie [Oémol-En ; RS 730.05]). En outre, les GO pour le gaz devraient être automatiquement annulées dans le système lorsque le gaz en question est utilisé pour la production d'électricité.

Al. 2 : Les importateurs sont en principe soumis aux mêmes règles que les producteurs en Suisse (et non les producteurs à l'étranger), qui doivent faire procéder à un enregistrement unique, dans la base de données de GO suisse, des installations qui produisent le combustible ou le carburant importé. Ils sont ensuite responsables de la saisie des quantités importées dans la base de données. Dans la pratique, ces données sont transmises par l'OFDF, lequel se fonde sur la déclaration en douane d'importation. En cas de mélanges de combustibles et carburants renouvelables et fossiles, ces obligations concernent les parts renouvelables.

Sur la base de l'art. 31a RED II révisée, la base de données de l'Union sera opérationnelle à la fin du mois de novembre 2024 afin d'assurer la transparence et la traçabilité des combustibles et carburants renouvelables ainsi que l'harmonisation des flux de données entre les États membres et leurs bases de données. Lorsque la solution de l'UE sera en service et que l'accès sera ouvert à des pays tiers, des

acteurs suisses pourraient le cas échéant, à l'avenir, collaborer avec la base de données de l'Union via le système de GO. Les combustibles et carburants déclarés selon la méthode du bilan massique⁷ peuvent toutefois être enregistrés dès le début dans le système de GO, même sans la base de données de l'UE, et les documents d'accompagnement des lots déclarés selon la méthode du bilan massique peuvent être documentés dans le système de GO (voir point suivant).

Al. 3: Les importations de combustibles ou carburants renouvelables déclarés selon la méthode du bilan massique se caractérisent par le fait que la marchandise peut consister en un mélange comprenant différentes caractéristiques de durabilité et provenant de différentes installations. L'obligation d'enregistrer toutes les installations de production représenterait dans un tel cas une charge de travail disproportionnée. Dans un système de GO, la provenance de la marchandise constitue certes une information fondamentale, mais pour les importations déclarées selon la méthode du bilan massique, ce sont avant tout les caractéristiques écologiques qui comptent, et, selon l'art. 30, al. 4, RED II révisée, celles-ci doivent être démontrées dans le cadre d'un système volontaire. On renonce par conséquent, dans ces cas, à l'obligation de faire enregistrer les installations de production. Les combustibles et carburants déclarés selon la méthode du bilan massique ne sont enregistrés dans le système de GO que lorsque la marchandise renouvelable est importée physiquement. Le gaz importé par gazoduc n'est pas pris en compte, car une fois injecté, le gaz renouvelable se mélange au gaz naturel et, en règle générale, n'arrive pas physiquement en Suisse.

Al. 4 : Il existe d'autres exceptions aux obligations de faire enregistrer une installation de production ainsi que le combustible ou carburant produit ou importé au moyen de GO. Ces obligations ne s'appliquent pas en cas de production en Suisse de petites quantités de combustibles renouvelables ou d'hydrogène non renouvelable utilisé à des fins autres que le carburant (*let. a*). L'exception ne s'applique pas à la production en Suisse de carburants renouvelables, puisque ceux-ci doivent être enregistrés en vertu de la législation sur l'imposition des huiles minérales, quelle que soit la quantité produite, fût-elle minime. Le seuil fixé à 20 kg vise à ne pas imposer de charges administratives aux très petites installations de production. Néanmoins, toutes les quantités déterminantes doivent être saisies dans la base de données.

Les importateurs sont exemptés de ces obligations dans trois cas de figure (*let. b*) : *premièrement*, lorsqu'ils importent des carburants uniquement dans le réservoir d'un véhicule ou dans un jerrycan (bidon) visé à l'art. 17 de la loi du 21 juin 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Limpmin ; RS 641.61). *Deuxièmement*, par analogie, lorsqu'ils importent de l'hydrogène en tant que carburant dans des véhicules à pile à combustible. *Troisièmement*, il peut arriver, lors de l'importation physique de combustibles ou carburants, que l'installation de production et la quantité soient déjà enregistrées dans un système de GO étranger. Si tel est le cas, des GO pour la quantité correspondante peuvent être directement transférées dans le système suisse des GO. Un exemple serait l'importation de biogaz liquéfié pour lequel des GO auraient déjà été établies dans le pays exportateur.

Al. 5 : Les importateurs de gaz renouvelables importés au moyen de certificats étrangers sont tenus de saisir ceux-ci dans la base de données des GO. Si l'importation est effectuée par un intermédiaire, celui-ci doit être enregistré dans le système, afin qu'il puisse s'acquitter de cette obligation.

Comme les informations concernant l'installation de production nécessaires au système de GO sont livrées avec le certificat, les installations étrangères ne doivent pas, dans ce cas, être enregistrées dans le système. Les certificats sont enregistrés pour deux raisons : premièrement, cela permet d'éviter, de manière efficace, qu'un marché des certificats se développe en dehors du système de GO. Deuxièmement, il est important, du point de vue statistique, de connaître la quantité totale de gaz renouvelables importés avec des certificats étrangers.

⁷ Un bilan massique selon le RED II révisée permet de mélanger des lots physiques de matières premières ou de carburants renouvelables présentant des caractéristiques de durabilité différentes. Ce faisant, la somme de tous les lots prélevés sur le mélange est décrite comme ayant les mêmes caractéristiques de durabilité, dans les mêmes quantités, que la somme de tous les lots ajoutés au mélange.

Art. 4c Annulation

Al. 1 : Les GO doivent en principe être annulées lorsque la plus-value écologique⁸ du combustible ou du carburant correspondant est utilisée. Dans certains cas, cela est lié à la consommation de la marchandise physique correspondant à la GO. La plus-value écologique que représente la GO reste ainsi couplée à la marchandise physique. La GO et la marchandise physique peuvent toutefois être dissociées dans les situations suivantes : lors de la vente de la plus-value écologique de carburants liquides pour le trafic terrestre, de carburants d'aviation, de combustibles liquides ou de carburants ou combustibles gazeux injectés dans le réseau de gaz (*let. a*). Cela signifie que la quantité d'énergie et la plus-value écologique peuvent être commercialisées séparément. Dans de tels cas, les GO à annuler peuvent correspondre à la qualité écologique de la marchandise livrée physiquement, mais elles peuvent aussi être utilisées pour «verdir» une livraison fossile physique du combustible ou carburant correspondant. La valeur énergétique et la désignation de la marchandise sur laquelle porte la GO et de la marchandise livrée physiquement doivent toutefois correspondre. Par exemple, 1000 kilowattheures de biogaz suisse sont vendus à une consommatrice finale. La livraison contient du gaz naturel fossile avec une valeur énergétique de 1000 kWh, auquel il est donné une couleur verte avec une GO portant sur 1000 kWh de biogaz suisse. Des GO sur lesquelles la marchandise est désignée autrement, p. ex. une GO pour du bioéthanol, ne peuvent pas être utilisées dans ce but. Concernant le commerce d'hydrogène via le réseau de gaz, cela signifie que lorsque de l'hydrogène est injecté dans le réseau de gaz suisse, une quantité d'hydrogène allant au-delà de la part qui est physiquement prélevée sur le réseau par le consommateur peut être revendiquée au moyen de la GO lors de la vente d'un mélange de gaz.

L'annulation est obligatoire pour celles et ceux qui cèdent la plus-value écologique aux consommateurs finaux ou aux stations-service. Il peut s'agir du fournisseur de la marchandise physique ou de la quantité d'énergie. Comme les GO peuvent être négociées séparément de la marchandise physique, il est aussi possible qu'un autre acteur que le fournisseur de la marchandise physique vende la plus-value écologique aux consommateurs finaux ou aux stations-service et qu'il doive donc annuler la GO.

Les stations-services sont donc pratiquement considérées comme des consommateurs finaux. Leurs exploitants ne doivent pas procéder eux-mêmes à l'annulation ; ce sont en général les fournisseurs qui s'en chargent. C'est le cas des stations-service qui distribuent des carburants pour les transports terrestres. Les installations de stockage des aéroports ne sont pas concernées. Les GO pour les carburants d'aviation qui n'ont pas déjà été pris en compte dans l'obligation de mélange (voir *al. 2*) doivent donc être annulés si la plus-value écologique est vendue au consommateur final, c'est-à-dire aux compagnies aériennes.

Dans les autres cas, la plus-value écologique reste couplée à la marchandise physique. Elle est ainsi réputée utilisée lorsque le combustible ou le carburant sur laquelle elle se fonde est utilisé. C'est le cas des combustibles ou carburants gazeux qui ne sont pas injectés dans le réseau de gaz suisse et qui sont remis aux consommateurs finaux ou à des stations-services (*let. b*). Il n'est donc pas possible de se limiter au négoce de GO de combustibles ou carburants gazeux issus d'installations de production sans injection dans le réseau. Jusqu'à présent, de telles quantités ne pouvaient pas non plus être négociées par l'intermédiaire du service de clearing de l'industrie gazière. En cas de consommation propre, les GO doivent également être annulées conformément à la quantité physique consommée (*let. c, ch. 1*). La consommation de carburant sur place ou la transformation en chaleur utilisée sur place en sont des exemples. En cas de transformation en un autre agent énergétique, les GO doivent également être annulées conformément à la quantité physique consommée (*let. c, ch. 2*). C'est par exemple le cas lors de la transformation en électricité ou en chaleur qui n'est pas consommée sur place.

Lors de l'exportation d'un combustible ou carburant, il faut s'assurer que les GO correspondantes sont soit transférées en même temps, soit annulées (*let. c, ch. 3*). Cela permet d'exclure l'éventualité que la

⁸ La « plus-value écologique » est la plus-value qu'un combustible ou carburant renouvelable apporte par rapport à un combustible ou carburant conventionnel issu d'énergies non renouvelables.

GO du combustible ou carburant exporté soit utilisée dans le cadre d'un instrument de politique énergétique ou climatique suisse. À l'heure actuelle, les GO suisses ne sont pas acceptées dans l'UE ; c'est pourquoi elles ne doivent pas être transférées, mais annulées lors de l'exportation de la quantité d'énergie concernée. En ce qui concerne l'exportation physique de mélanges, la quantité de GO à annuler doit correspondre à la part maximale de la fourchette définie dans une norme technique suisse ou européenne pour la part renouvelable. Dans le domaine de l'aviation, les normes internationales sont déterminantes. Si l'exportateur peut prouver que la part renouvelable du mélange est plus basse, c'est la part la plus basse qui est retenue. La preuve selon laquelle la part renouvelable est plus basse que la part maximale définie dans la norme technique correspondante peut p. ex. être fournie par une analyse des composants renouvelables physiques, conformément à la preuve de mélange, ou au moyen de la documentation d'accompagnement de la livraison avec bilan massique.

Sur la base de l'art. 45e, al. 3, Oimpmi, les fournisseurs et les vendeurs de gaz naturel doivent par ailleurs déclarer trimestriellement au système de GO la consommation nette de gaz naturel en tant que carburant d'une station-service. Étant donné que le gaz naturel ne fait pas l'objet d'un enregistrement au moyen des garanties d'origine, aucune GO n'est établie ou annulée à cet effet. L'Oimpmi constitue la base légale pour cette annonce.

Toutes les lettres de l'art. 4c, al. 1 sont aussi valables pour l'hydrogène qui a été enregistré à l'origine comme agent énergétique dans le système de GO, mais qui est toutefois utilisé comme matière première (p. ex. dans l'industrie pharmaceutique ou chimique).

Al. 2: Dans certains cas, la plus-value écologique des combustibles ou carburants est déjà prise en compte avant la remise aux consommateurs finaux ou aux stations-service. Cela se produit lorsque les combustibles ou carburants renouvelables sont par exemple imputés aux programmes de compensation dans le cadre de l'obligation de compenser à laquelle sont soumis les importateurs de carburants, lorsque les carburants synthétiques renouvelables sont cédés aux importateurs automobiles dans le cadre des prescriptions concernant les émissions de CO₂ des véhicules neufs ou lorsque les carburants d'aviation renouvelables ou à faible taux d'émission sont imputés à l'obligation de mélange. Dans ces cas, la plus-value écologique ne peut être imputée que si la quantité de GO correspondante est annulée. Les GO ne sont alors plus disponibles pour les motifs d'annulation visés à l'al. 1.

Al. 3 : Les détenteurs de GO procèdent aux annulations dans la base de données de l'organe d'exécution au plus tard avant la fin du trimestre. Sur le plan technique, l'annulation des GO d'un trimestre donné au sein de la base de données peut être effectuée jusqu'au 25 du mois suivant le trimestre en question.

Al. 4 : de manière générale, l'obligation d'annulation des GO émises sur la base de certificats étrangers pour des gaz renouvelables, est déjà visée à l'al. 1, let. a. Par souci de clarté, elle est à nouveau précisée à l'al. 4. Ce dernier règle par ailleurs une fréquence d'annulation différente : contrairement aux produits qui se sont retrouvés physiquement dans le système suisse, les GO basées sur des certificats étrangers de gaz renouvelables ne doivent être annulées qu'annuellement quand elles sont utilisées sur le marché volontaire de la chaleur. Ces GO n'étant utilisées que sur le marché volontaire et sans conséquences fiscales, la charge peut être réduite pour la branche dans ce domaine.

Art. 5, al. 1, let. a, b et e

Le DETEC règle les exigences techniques applicables aux GO pour les combustibles et carburants ainsi que les différentes procédures (p. ex. enregistrement de l'installation, établissement de la GO, etc.) dans l'OGOC. La let. e concerne l'utilisation de GO à titre de justificatif de l'imputation de la plus-value écologique à un instrument de la politique climatique ou énergétique, par exemple à l'obligation de compenser à laquelle sont soumis les importateurs de carburant ou dans le cadre d'un engagement de réduction.

Art. 7b

L'art. 10, al. 1, LEné prévoit que les cantons désignent des zones appropriées. Ce faisant, ils doivent tenir compte des intérêts de la protection des paysages et des biotopes⁹ et de la conservation des forêts, ainsi que des intérêts de l'agriculture (terres cultivables et surfaces d'assolement ; art. 10, al. 1^{er}, LEné). Les installations solaires et éoliennes d'intérêt national qui ne sont pas situées dans des objets visés à l'art. 5 LPN bénéficient d'avantages dans ces zones désignées comme appropriées (voir l'art. 9a, al. 4, LApEI). En raison de ces avantages, la planification et la mise en œuvre d'installations éoliennes et de grandes installations solaires se concentrent sur les zones appropriées, ce qui a pour effet de ménager le paysage et les habitats en dehors de ces zones.

Du fait de ces avantages, les zones appropriées, et en particulier la pesée des intérêts qui aboutit à leur détermination, gagnent en importance. Il est donc primordial de connaître et de prendre en compte les différents enjeux déjà au niveau du plan directeur, à l'échelon approprié. Les dispositions d'exécution précisent par conséquent les exigences à respecter lors de la planification des zones appropriées.

Pour désigner ces zones, on définit des périmètres pour de possibles sites à l'intérieur d'une zone potentielle. Ceux-ci sont évalués au niveau approprié et de façon sommaire, dans le cadre d'une première pesée des intérêts, afin de déterminer si des installations peuvent y être réalisées.¹⁰

Lors de la pesée des intérêts, les cantons doivent notamment tenir compte du fait que le développement des énergies renouvelables s'accompagne de certains objectifs de développement et que l'utilisation des énergies renouvelables et leur développement revêtent un intérêt national¹¹. Cet intérêt d'utilisation doit être confronté aux autres intérêts en présence, en particulier les intérêts de protection. Le Parlement mentionne explicitement quelques-uns de ces intérêts dans le nouvel art. 10, al. 1^{er}, LEné. Même si la disposition cite explicitement un certain nombre d'intérêts, les délibérations parlementaires montrent que le législateur n'a mentionné là que les intérêts qui lui paraissaient particulièrement importants. À l'art. 7b, l'énumération est étendue mais n'est pas exhaustive, l'intention étant de montrer clairement que tous les intérêts pertinents au niveau du plan directeur (et donc les allègements visés à l'art. 9a, al. 4, LApEI) doivent de toute manière être pris en compte et qu'une pesée des intérêts complète doit être effectuée (art. 3 OAT).

Le fait que les cantons doivent élaborer des études de base pour la définition de zones appropriées figure déjà à l'art. 6, al. 2, let. b^{bis}, de la loi du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire (LAT ; RS 700). Au vu des attentes du Parlement, qui souhaite des examens suffisamment approfondis et une pesée des intérêts équilibrée, l'art. 7b précise cependant que la définition des zones appropriées doit reposer sur des documents de base permettant une prise en compte de tous les intérêts en présence (au niveau de décision adéquat). Dans les domaines de la protection de la nature (y compris la préservation des espèces) et de la protection des paysages, où de telles installations sont souvent contestées, des documents de base et des relevés de bonne qualité doivent être établis en vue de la nécessaire pesée des intérêts. Il n'est pas nécessaire, dans chaque cas, d'élaborer de nouveaux documents de base et de nouveaux relevés. En effet, si des études antérieures suffisent à remplir les exigences, le canton peut s'y référer pour la désignation des zones appropriées.

Même si le législateur cite explicitement certains intérêts à prendre en compte dans la définition de zones appropriées à l'art. 10, al. 1^{er}, LEné, il n'en découle pas fondamentalement de nouvelles exigences à remplir pour de telles planifications. La réalisation d'une pesée des intérêts complète menée

⁹ Les délibérations parlementaires montrent que le terme de « protection des biotopes » s'entend au sens large et donc aussi au sens de la protection de la nature (BO 2023 N 1498).

¹⁰ Christoph Jäger/Andrea Schläppi, Obligations d'aménagement résultant de l'art. 10 LEné, avis de droit réalisé pour l'ARE, Berne 2020, ch. marg. 46 et 54. Les zones potentielles sont des zones qui se prêtent d'un point de vue technique à la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (p. ex. force du vent suffisante ; dans le cas de l'énergie solaire, il est plus difficile de délimiter clairement des zones potentielles). Lors de la délimitation des zones appropriées, il convient également de vérifier comment l'énergie solaire sera exploitée dans la zone en question, à savoir si elle est considérée comme appropriée pour le solaire thermique ou le photovoltaïque.

¹¹ Jäger/Schläppi, ch. marg. 45.

au niveau requis était déjà nécessaire jusqu'à présent pour la définition des zones appropriées visées à l'art. 10, al. 1, LEné¹². Les intérêts en jeu aux différents niveaux, par exemple dans le plan directeur ou la procédure des plans d'affectation, doivent en revanche être déterminés au moyen de données suffisamment détaillées.

La Confédération a déjà vérifié si ces exigences sont remplies avant la dernière révision en date de la LEné, dans le cadre de l'approbation des zones concernées (tant pour l'énergie éolienne que pour la force hydraulique) dans le plan directeur. Les exigences posées à la teneur du plan directeur et à la pesée des intérêts sont relativement élevées. Les zones appropriées devraient ainsi remplir en même temps les exigences de l'art. 8, al. 2, LAT et donc rendre superflue la tenue d'une seconde procédure de plan directeur pour définir les sites concrets des installations. Les allègements en vertu de l'art. 9a, al. 4, LApEI, peuvent donc aussi s'appliquer, à juste titre, aux installations éoliennes d'intérêt national visées à l'art. 12 LEné prévues dans une zone appropriée d'ores et déjà approuvée pour l'exploitation de l'énergie éolienne. Une condition préalable est que les zones appropriées figurent sur la carte du plan directeur avec le niveau « coordination réglée », et que la pesée des intérêts soit clairement décrite dans le rapport explicatif. Celui-ci, de même que le plan directeur en tant que tel, doivent également prendre en compte les exigences qui s'appliqueront par la suite dans le cadre des plans d'affectation.

Le fait de définir des zones appropriées offre des avantages majeurs, tant dans la perspective de la protection de la nature et des paysages que dans celle de la production. La probabilité d'obtenir une autorisation de construire augmente pour les auteurs de projets. Ceux-ci sont donc incités à planifier leurs projets dans les zones appropriées. Les grandes installations se concentrent ainsi sur certains espaces, de sorte que les autres zones devraient être moins sollicitées. La protection de la nature et des paysages y trouve donc aussi son compte. Les cantons peuvent également désigner les zones et tronçons de cours d'eau qui doivent en règle générale être préservés.

Art. 9a Installations solaires revêtant un intérêt national

L'art. 12, al. 4, LEné prévoit désormais que le Conseil fédéral fixe la taille et l'importance requises également pour les installations solaires d'intérêt national. L'expression « installations solaires » recouvre à la fois les installations photovoltaïques destinées à produire de l'électricité et les installations solaires thermiques destinées à produire de la chaleur. Cette disposition couvre donc les différentes technologies.

Le Conseil fédéral estime que les modules d'une installation solaire qui, de par sa taille, est de nature à revêtir un intérêt national (voir al. 2 et 3), ne peuvent pas toujours être installés sans espacement, ou qu'une installation sans espacement n'est pas toujours judicieuse. En effet, les zones qui entrent en ligne de compte pour de telles installations présentent généralement des obstacles naturels (p. ex. fossés, pentes abruptes, rangées d'arbres, zones exposées aux dangers naturels, biotopes y c. zones tampons, etc.) ou des infrastructures préexistantes (routes, remontées mécaniques, bâtiments, lignes électriques, etc.) ou d'autres utilisations (pistes de ski, alpage). Les raisons des espacements entre les champs de modules peuvent p. ex. aussi être des propriétés pédologiques défavorables ou encore une pente en trop forte déclivité ou orientée de manière inadéquate. L'al. 1 prévoit donc que les champs de modules sont pris en compte pour la détermination de l'intérêt national d'une installation solaire s'ils sont disposés à faible distance les uns des autres. Les champs de modules doivent, dans tous les cas, être disposés à proximité les uns des autres. Des espacements entre les champs de modules ne sont par ailleurs admissibles que s'ils se justifient de manière objective ; autrement dit, les espacements doivent être nécessaires en raison d'une des circonstances susmentionnées. Avec ces deux exigences, il est évident que plusieurs champs de modules ne peuvent être envisagés ensemble que s'ils présentent une disposition commune, c'est-à-dire s'ils ne remettent pas en question le caractère même de l'installation, et que des champs de modules dispersés dans le paysage ne peuvent pas être regroupés dans le seul but d'atteindre la taille d'une installation d'intérêt national. La condition est qu'il existe un

¹² Dans le droit en vigueur, une distinction est faite entre les zones se prêtant à l'exploitation de la force hydraulique et celles appropriées pour l'énergie éolienne. S'y ajoutent désormais les zones qui se prêtent à l'exploitation de l'énergie solaire.

lien fonctionnel. Dans le cas concret, il appartient à l'autorité compétente en matière d'autorisation de décider si les conditions évoquées ci-dessus sont remplies. Le renoncement à l'indication d'une distance maximale entre les différents champs de modules est volontaire. Compte tenu de la taille des installations et des raisons énumérées ci-dessus à titre d'exemple, une distance de plusieurs centaines de mètres entre les champs semble en principe imaginable.

Les *al. 2 et 3* définissent le seuil à partir duquel une installation solaire revêt un intérêt national. Pour tenir compte de l'intérêt prépondérant à la production d'électricité et de chaleur en hiver, le calcul se fonde sur la production pendant le semestre d'hiver (d'octobre à mars).

Pour les nouvelles installations, le seuil est une production moyenne attendue de 5 GWh pendant le semestre d'hiver (*al. 2*), ce qui correspond à une production annuelle de 10 à 12 GWh dans les Alpes, et de 15 à 19 GWh sur le Plateau, soit à une surface nécessaire entre 6 et 20 hectares. Pour les installations solaires thermiques, le seuil est également de 5 GWh de production pendant l'hiver (énergie thermique). Cela correspond, sur le Plateau, à une surface nécessaire de 6 à 8 hectares et à un rendement annuel de 15 à 20 GWh. Les installations agrandies ou rénovées revêtent un intérêt national si elles atteignent, après l'agrandissement ou la rénovation, le seuil défini pour une nouvelle installation (*al. 3*). Le remplacement d'anciens modules à la fin de leur durée d'utilisation par des nouveaux est considéré comme une rénovation. Si des modules supplémentaires sont installés, il s'agit d'un agrandissement de l'installation.

Section 2a Augmentation de la production d'électricité en hiver

Art. 9a^{bis} Projet concerné par un inventaire d'objets d'importance nationale

La réalisation de mesures de protection, de reconstitution, de remplacement ou de compensation doit demeurer la règle (bulletin officiel 2023 N 423). L'*art. 9a^{bis}* précise le caractère exceptionnel de la nouvelle disposition légale à l'*art. 12, al. 3^{bis}*, LEn. Il faut partir du principe qu'il existe, en règle générale, la possibilité d'entreprendre des mesures de protection et de reconstitution et qu'une renonciation complète à de telles mesures n'est donc pas nécessaire. La renonciation à une mesure de remplacement n'est donc appropriée que si elle ne peut pas être menée à bien dans le cadre du projet ou qu'il n'existe aucune possibilité de réaliser une telle mesure. Les autorités compétentes en matière d'autorisation disposent d'une certaine marge de manœuvre. Les mesures de compensation concernent, pour leur part, uniquement les centrales hydroélectriques à accumulation visées à l'annexe 2 LApEI. Ces mesures de compensation ne sont pas limitées au seul site du projet (voir *art. 9a^{quater}*, al. 2), de sorte qu'une renonciation ne devrait en principe pas non plus être nécessaire.

Art. 9a^{ter} Centrales hydroélectriques à accumulation pour l'augmentation de la production d'électricité en hiver

Il découle à contrario de l'*art. 9a*, al. 3, let a, LApEI, qu'aucune obligation de planification ne s'applique lorsqu'une centrale hydroélectrique n'est pas prévue sur un nouvel emplacement, mais que, par exemple, seul le rehaussement du barrage est prévu. Les infrastructures parfois nécessaires pour de tels projets, telles que la construction ou le déplacement de routes, sont en partie explicitement mentionnées à l'annexe 2 LApEI pour les projets de développement correspondants, et sont donc exemptées de l'obligation de planification. L'énumération dans l'annexe de la LApEI peut toutefois ne pas être exhaustive. L'*art. 9a^{ter}* établit donc que les infrastructures en lien avec la construction ou l'agrandissement de centrales et qui ne sont pas cités à l'annexe 2 (p. ex. le déplacement de routes) sont exemptées de l'obligation de planification, pour éviter qu'un projet prévu par le législateur dans l'annexe 2 de la LApEI soit voué à l'échec pour cette raison.

Art. 9a^{quater} Mesures de compensation

D'après la déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, du 13 décembre 2021, les mesures de compensation supplémentaires destinées à protéger la biodiversité et le paysage, introduites à l'art. 9a, al. 3, let. e, LApEI, doivent « apporter une plus-value maximale à la biodiversité et aux paysages et compenser les éventuels dommages cumulés à la valeur écologique et paysagère que les mesures de compensation ne couvrent pas. *Ces mesures de compensation supplémentaires doivent être fixées de manière contraignante à l'octroi de la concession ou lors de l'autorisation d'exploiter, en plus des mesures nécessaires prévues par la loi [fédérale du 24 janvier 1991] sur la protection des eaux [(LEaux ; RS 814.20)] et la loi [fédérale du 1er juillet 1966] sur la protection de la nature et du paysage [(LPN ; RS 451)], comme les mesures de revitalisation, les mesures de remplacement au sens de la LPN, les débits résiduels adéquats et l'assainissement des centrales hydroélectriques. Les mesures de compensation font l'objet de négociations spécifiques aux projets entre les cantons, les exploitants et les associations environnementales concernés* »¹³. Cela ne modifie toutefois pas les conditions de la mise en œuvre des prescriptions légales existantes (p. ex. fourniture de débits résiduels seulement lors du renouvellement de la concession, assainissement de la force hydraulique d'ici 2030).

La notion de « mesure de compensation » ne figure pas dans la législation sur la protection de la nature. Ce sont des mesures nouvelles, qui vont au-delà des prescriptions légales en vigueur et qui s'appliquent uniquement en lien avec les projets auxquels l'art. 9a, al. 3, LApEI fait expressément référence. Les mesures doivent avoir pour but de compenser les éventuelles nouvelles atteintes cumulées à la valeur écologique et paysagère.

Les mesures de compensation concernent des aspects de l'aménagement du territoire et se situent à la croisée du développement de la production d'énergie issue des énergies renouvelables et des enjeux de protection, en particulier en ce qui concerne l'environnement et la biodiversité. De ce fait, les dispositions d'exécution relatives aux mesures de compensation ont davantage leur place dans l'OEne (que dans l'OApEI). L'art. 9a^{quater} précise les critères régissant les mesures de compensation.

L'utilité d'une mesure de compensation qui conduit à la valorisation écologique ou paysagère d'un périmètre peut par exemple être évaluée sur la base de la superficie ou du tronçon du cours d'eau sur lequel la mesure déploierait ses effets. Le potentiel pour la biodiversité et le paysage peut être évalué en fonction de la plus-value écologique ou paysagère pouvant être réalisée dans le périmètre visé. L'utilité d'une mesure peut également être évaluée en fonction de la réduction attendue du degré de détérioration due aux atteintes actuelles, par une comparaison entre l'état actuel et l'état futur après le déploiement de la mesure.

Le choix des mesures de compensation bénéficie d'une plus grande flexibilité que les mesures de remplacement légales visées par la législation sur la protection de la nature en ce qui concerne les possibilités et les exigences instrumentales, spatiales et fonctionnelles (let. a). Les mesures de compensation sont conçues en premier lieu comme une valorisation de la biodiversité et du paysage par les exploitants de centrales hydroélectriques à accumulation. Elles ne doivent toutefois pas nécessairement se limiter à l'installation, mais peuvent aussi être mises en œuvre ailleurs.

Outre les valorisations, la mise sous protection d'un périmètre est également possible (let. b). Celle-ci doit être planifiée par les autorités et peut inclure des types de biotopes autres que ceux concernés par le projet. Dans le canton d'Uri, le règlement de protection, couplé à la concession dans le concept de protection et d'utilisation « Énergies renouvelables », offre un exemple de mise sous protection.

Selon la déclaration commune adoptée par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, les mesures de compensation doivent être négociées entre les associations environnementales, les exploitants et les cantons. Il ne s'agit toutefois pas de mesures supplémentaires volontaires. En fin de compte, les mesures de compensation doivent donc être définies par les autorités compétentes et fixées de

¹³ Ch. 3 de la déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique

manière contraignante à l'octroi de la concession ou du permis de construire. Les mesures de compensation imposées par les autorités doivent répondre à un intérêt public et être proportionnées au but visé (art. 5 de la Constitution fédérale¹⁴). Cela vaut également, en particulier, pour les coûts des mesures de compensation. Par coûts, on entend aussi bien les coûts directs incombant aux autorités ou aux exploitants de l'installation que les coûts indirects, tels qu'une perte de revenu ou une redevance hydraulique non perçue, liés à la réduction du potentiel de production énergétique. Les coûts directs et indirects des mesures de compensation doivent être adéquatement proportionnés à l'utilité macroéconomique et à la nouvelle atteinte à la biodiversité et au paysage occasionnée par le projet (let. c). Autrement dit, plus l'utilité macroéconomique ou l'atteinte à l'environnement est importante, plus les mesures de compensation doivent être conséquentes.

Art. 10, al. 3

Les coûts et l'indemnisation des renforcements de réseau nécessaires sont désormais réglés aux art. 13e et 13f OApEI. La dernière phrase de l'art. 10, al. 3, est donc supprimée. Le terme « lignes de raccordement » remplace celui de « lignes de desserte » afin de reprendre les termes de l'OApEI.

Art. 11, al. 2

Puisque l'art. 14, al. 3 étend la définition du lieu de production aux lignes de raccordement et au point de raccordement, une partie limitée du réseau de distribution peut désormais être utilisée pour la consommation propre. En conséquence, la définition de la production excédentaire doit être modifiée. La production excédentaire correspond à l'électricité effectivement injectée dans le réseau du gestionnaire de réseau et qui ne relève pas de la consommation propre.

Art. 14, al. 3

Alors que jusqu'à présent, le lieu de production était limité par le fait que l'électricité produite sur place devait être consommée sans que le réseau de distribution soit utilisé, il est maintenant étendu par la possibilité d'utiliser la ligne de raccordement. Pour la consommation propre, les lignes de raccordement et le point de raccordement correspondant (aussi appelé « point de couplage commun » dans la documentation de la branche) peuvent désormais aussi être utilisés, pour autant que le niveau de tension de l'infrastructure électrique correspondante soit inférieur à 1 kV (basse tension), indépendamment de la question du financement des lignes de raccordement correspondantes. Cela signifie par exemple que les propriétaires fonciers de bâtiments préexistants ont la possibilité de constituer un RCP entre eux, sans devoir poser des lignes supplémentaires. Cela implique l'utilisation tant du point de raccordement au réseau en tant que tel (borne de sortie de la distribution à basse tension dans la station transformatrice ou bornes de sortie dans l'armoire de distribution) que de l'infrastructure électrique locale au point de raccordement, comme les barres collectrices et les dispositifs de sécurité dans une armoire de distribution ou la distribution à basse tension dans la station transformatrice. Si le point de raccordement au réseau est une borne de dérivation sur une ligne aérienne ou en câbles, l'utilisation conjointe de lignes de raccordement n'est normalement pas possible. La possibilité d'utiliser les lignes de raccordement pour l'autoconsommation ne change rien aux rôles et aux responsabilités relevant du droit de l'électricité. Les lignes de raccordement font toujours partie du réseau de distribution du gestionnaire de réseau (voir art. 2, al. 2 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension, OIBT), de sorte que la responsabilité de l'entretien incombe au gestionnaire de réseau.

¹⁴ RS 101

Art. 16 Participation de locataires et de preneurs à bail au regroupement

Pour une meilleure vue d'ensemble, les dispositions relatives à la facturation des coûts aux locataires et preneurs à bail participant au regroupement figurant à l'art. 16 sont transférées dans les deux nouveaux art. 16a et 16b. L'art. 16 ne comprend dès lors plus que les anciens *al. 4 à 7*, dont la teneur demeure inchangée. À l'*al. 2, let. b*, le renvoi a été modifié.

Art. 16a Facturation des coûts externes d'un regroupement

L'art. 16a règle la facturation des coûts externes. Selon l'*al. 1*, les coûts externes comprennent, comme c'était le cas jusqu'à présent, l'ensemble des coûts facturés par l'entreprise d'approvisionnement en énergie ou le gestionnaire d'un réseau de distribution pour l'électricité soutirée à l'extérieur et la mesure pour le regroupement (*let. a*). Si le regroupement comprend plusieurs points de mesure exploités par le gestionnaire de réseau, l'ensemble de ces points relèvent des coûts externes. Le gestionnaire de réseau facture donc les coûts de mesure au regroupement dans son ensemble, et non pas individuellement à chaque participante et participant au RCP. La *let. b* règle la gestion des coûts qui peuvent être occasionnés pour un éventuel réseau privé et pour des transformateurs privés pour la distribution interne dans un grand RCP, par exemple un quartier (voir ch. 2.2 ci-avant). Étant donné qu'un tel réseau sert à distribuer l'électricité soutirée à l'extérieur aussi bien que l'électricité produite et soutirée en interne, les coûts en découlant doivent pouvoir être imputés au pro rata, en fonction des quantités d'électricité soutirées, soit aux coûts externes, soit aux coûts internes. Une distinction claire doit être faite entre un réseau destiné à la distribution interne d'électricité au sein du RCP et l'infrastructure de distribution d'électricité à l'intérieur d'un bâtiment (installation à basse tension). Cette dernière, indépendamment de la répartition des coûts, continue à relever de la responsabilité du propriétaire pour ce qui est d'assurer sa sécurité et d'éviter les dysfonctionnements (voir art. 20 de la loi du 24 juin 1902 sur les installations électriques [LIE ; RS 734.0] ; art. 5, al. 1, de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension [OIBT ; RS 734.27]). Les bornes d'entrée du coupe-surintensité général se trouvent typiquement à l'interface entre les deux.

Les coûts de l'électricité soutirée à l'extérieur sont facturés aux locataires et aux preneurs à bail, comme jusqu'à présent, en fonction de la consommation (*al. 2*). En sont exclus les coûts de la mesure pour le regroupement qui sont occasionnés par chaque point de mesure du gestionnaire du réseau et qui doivent donc aussi être reportés sur les locataires par ce biais.

Les coûts externes, s'ils incluent les coûts d'un réseau pour la distribution interne de l'électricité (*al. 1, let. b*), sont désormais également plafonnés en vertu de l'*al. 3* : les coûts se rapportant à la quantité d'électricité soutirée à l'extérieur ne doivent pas être plus élevés en cas de participation au RCP qu'en cas de non-participation. Pour les propriétaires fonciers, cela ne devrait guère poser problème, car le RCP, de par sa taille, devrait relever d'un autre groupe de clients que les consommateurs individuels, et donc bénéficier de coûts de réseau moins élevés. En outre, les propriétaires fonciers ont la possibilité d'inclure les coûts d'un réseau pour la distribution interne de l'électricité comme jusqu'à présent (autrement dit, avant la modification de l'art. 17, al. 4, LEné) dans les coûts de construction ou le loyer. Il va de soi que les coûts ne peuvent alors pas être facturés en plus via le prix de l'électricité.

Art. 16b Facturation des coûts internes d'un regroupement

Outre les coûts externes visés à l'art. 16a, un regroupement comprend également des coûts internes.

L'*al. 1* définit quels coûts font partie des coûts internes. Les coûts internes comprennent, comme c'était le cas jusqu'à présent, les coûts de l'énergie produite en interne (*let. a*) et les coûts de la mesure interne (privée), de la mise à disposition des données et de la facturation dans le cadre du regroupement (*let. b*). Il va de soi que les coûts pour la mesure ne peuvent être facturés en tant que coûts internes que s'ils concernent les mesures (privées) réalisées à l'intérieur du RCP. Les coûts de mesure concernant le RCP en tant que tel relèvent des coûts externes visés à l'art. 16a, qu'il y ait un ou plusieurs points de mesure. En complément, et par analogie à l'art. 16a, al. 1, let. b, dans un grand RCP, les coûts d'un

éventuel réseau pour la distribution interne de l'électricité, dans la proportion utilisée pour la distribution de l'électricité produite et consommée en interne, peuvent également compter comme des coûts internes (*let. c*). Comme jusqu'ici, ces coûts peuvent être facturés par le biais du loyer.

L'*al. 2* reprend la teneur actuelle concernant la facturation forfaitaire des coûts internes, avec quelques modifications d'ordre rédactionnel. Le montant facturé aux locataires et preneurs à bail au titre des coûts internes ne doit pas dépasser 80 % du montant qui serait dû pour l'achat de la même quantité d'électricité sous la forme du produit électrique standard extérieur en cas de non-participation au regroupement. Les éventuels coûts relevant de l'*al. 1, let. c* (coûts au pro rata d'un réseau de distribution interne), sont inclus dans ces 80 %.

Les propriétaires fonciers ont également la possibilité, en vertu de l'*al. 3*, de facturer aux participants au regroupement les coûts effectifs, comme jusqu'à présent, à condition de tenir compte des recettes de la vente à l'extérieur de l'énergie produite à l'intérieur du regroupement (*let. a*). Les coûts ainsi facturés ne doivent pas excéder le montant qui serait dû pour l'achat de la même quantité d'électricité en cas de non-participation au regroupement (*let. b*). Le plafond applicable aux coûts internes demeure inchangé, même s'il inclut des coûts au pro rata pour un réseau pour la distribution interne de l'électricité. Si les coûts internes (y c. les éventuels coûts visés à l'*al. 1, let. c*) après déduction des recettes visées à l'*al. 3, let. a*, sont inférieurs au montant dont le locataire ou le preneur à bail devrait s'acquitter pour l'achat de la même quantité d'électricité en cas de non-participation au regroupement, le propriétaire foncier peut facturer en plus au maximum la moitié de la différence (*let. c*), comme jusqu'à présent.

Art. 18, al. 2 et 5 à 7

La modification à l'*al. 2* est purement formelle. La loi sur l'approvisionnement en électricité est désormais mentionnée dans le préambule, raison pour laquelle le renvoi est modifié.

De manière analogue à la réglementation des communautés électriques locales, le gestionnaire de réseau transmet aux propriétaires fonciers, dans un délai de 15 jours ouvrés, les informations nécessaires à la constitution d'un RCP utilisant des lignes de raccordement (*al. 5*). Ils doivent p. ex. communiquer les informations relatives à la topologie du réseau, à la situation du raccordement au réseau ainsi que les noms et adresses des consommateurs finaux, des installations de production et des installations de stockage, qui entrent en ligne de compte pour la constitution d'un réseau virtuel.

Le fait qu'un consommateur final ne souhaite pas prendre part à un RCP ne doit pas vouer ce dernier à l'échec (art. 17, al. 3, 1^{re} phrase, LEne). Par conséquent, les gestionnaires de réseau sont tenus de continuer à fournir les consommateurs finaux et de mettre à la disposition du RCP les données nécessaires à la facturation interne visée aux art. 16a et 16b (*al. 6*). Un exemple classique est celui d'un immeuble collectif où certains consommateurs finaux ne participent pas au regroupement. Jusqu'ici, il fallait dans certains cas installer à grands frais des lignes séparées, ce qui dissuadait de réaliser un RCP.

Pour que dans un regroupement virtuel composé de différents points de mesure du gestionnaire du réseau de distribution les coûts externes et internes puissent être facturés individuellement aux participantes et participants au RCP, le regroupement dépend des données des courbes de charge des participantes et participants mesurées par le gestionnaire de réseau ainsi que des données des courbes de charge de la production, ou de la production excédentaire. Les gestionnaires de réseau doivent, pour cela, mettre ces données gratuitement et dans la qualité nécessaire à disposition du regroupement (*al. 7*). Il résulte en outre de l'art. 17a^{bis}, al. 6, LApEI, qu'à partir de 2026, les consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installation de stockage pourront consulter les données de mesure au moment de leur saisie via une interface avec le système de mesure intelligent, dans un format de données courant sur le plan international. Cet aspect est particulièrement pertinent dans l'optique des optimisations énergétiques au sein d'un regroupement et s'applique ici sans limitation.

Il est par ailleurs précisé, en rapport avec l'*al. 1, let. a*, ce qui occasionne fréquemment des problèmes dans la pratique : la participation de locataires à un regroupement et, partant, leur désinscription auprès

du gestionnaire de réseau, doit être annoncée au gestionnaire de réseau par le propriétaire foncier ou par le représentant du RCP (art. 18, al. 1, let. a, OEne). Cela peut se faire soit par la présence des signatures individuelles des locataires concernés, mais le propriétaire foncier ou le représentant peut aussi confirmer l'accord des locataires en ayant communiqué la modification correspondante du contrat de bail (en l'occurrence : la participation au RCP) au moyen du formulaire cantonal prescrit pour les modifications de contrat de bail alors que le locataire n'a pas opté pour l'approvisionnement de base.

Art. 20a Programmes à l'échelle nationale

Avec l'art. 20a, le Conseil fédéral met en application les programmes à l'échelle nationale introduits à l'art. 32, al. 2, LEne.

L'art. 20a, al. 1, prévoit la réalisation de tels programmes pour des mesures dont le potentiel n'est pas suffisamment exploité dans le cadre des actuelles procédures d'appels d'offres visées à l'art. 32, al. 1, LEne. Les programmes à l'échelle nationale viennent ainsi combler de façon ciblée les lacunes qui subsistent avec les appels d'offres « classiques ». Les mesures dans le cadre de programmes à l'échelle nationale doivent remplir un autre critère, à savoir qu'elles doivent pouvoir être mises en œuvre de façon identique, ou très similaire, dans un grand nombre de ménages ou d'entreprises ; leur impact en termes d'économies réalisées doit pouvoir être calculé au moyen d'une formule de calcul simple et standardisée (modèle d'impact). Le modèle d'impact standardisé permet d'annoncer les mesures en fournissant un nombre restreint d'indications techniques, qui peuvent aisément être collectées auprès des ménages, entreprises ou tiers concernés (p. ex. conseillers en énergie) dans le cadre du programme. Cela permet de limiter les obstacles initiaux dans la mise en œuvre d'un tel programme, d'obtenir un important potentiel d'économies et de maintenir les charges d'exécution dans un cadre raisonnable. Le remplacement de pompes de circulation pour chauffage dans des entreprises et des ménages est un exemple de mesure pouvant être encouragée dans le cadre de programmes à l'échelle nationale.

Selon l'al. 1, let. a, les programmes à l'échelle nationale peuvent aussi s'appliquer à des mesures qui, du fait de leur rapport coût-efficacité plus élevé, ne peuvent pas être réalisées dans le cadre des appels d'offres classiques. Des programmes à l'échelle nationale devraient par conséquent afficher un rapport coût-efficacité moins avantageux que les programmes réalisés dans le cadre des appels d'offres classiques. L'art. 20a, al. 2, prévoit que le rapport coût-efficacité (y c. les charges d'exécution) des nouveaux programmes à l'échelle nationale se fonde sur celui des appels d'offres réalisés en vertu de l'art. 32, al. 1, LEne. Le législateur prescrit ainsi que le rapport coût-efficacité ne doit pas être le plus faible possible, mais doit notamment permettre une mise en œuvre standardisée et une réalisation à plus grande échelle.

Art. 22, al. 1, phrase introductive

La phrase introductive est complétée par la mention des programmes à l'échelle nationale.

Art. 36, al. 1

L'expression « valeurs indicatives » est remplacée par « objectifs », conformément aux dispositions des art. 2 et 3 LEne.

Art. 36a Prêts de trésorerie

L'art. 37a LEne prévoit que l'Administration fédérale des finances (AFF) peut octroyer au fonds alimenté par le supplément des prêts de trésorerie en vue de surmonter les pics dans les besoins de financement. Le montant du prêt s'élève au maximum au double d'une recette annuelle moyenne du supplément calculée sur cinq ans. Étant donné que cette avance de liquidités n'est pas soumise au frein à l'endettement, le prêt de trésorerie doit être remboursé dans un délai de sept ans à l'aide des revenus du fonds alimenté par le supplément (art. 37a, al. 3, LEne). De plus, le prêt doit porter intérêts à un taux conforme au marché (art. 37a, al. 4, LEne).

L'art. 36a prévoit que l'OFEN et l'AFF se concertent pour régler les modalités d'octroi et de remboursement du prêt.

Art. 51a Objectifs pour les gains d'efficacité énergétique

L'al. 1 prévoit que les fournisseurs d'électricité doivent atteindre chaque année civile des économies d'électricité par des gains d'efficacité représentant 1 % de leur volume de référence en matière de vente d'électricité. Le volume de référence en matière de vente d'électricité correspond au volume de vente d'électricité de la dernière année civile ayant fait l'objet d'une communication après déduction des quantités écoulées visées à l'al. 2. Les volumes des ventes par année calendaire doivent faire l'objet d'un rapport annuel à l'OFEN (voir art. 51f). Pour introduire le nouvel instrument en douceur, le pourcentage sera augmenté progressivement les premières années :

- pour 2025 : pas d'objectif
- pour 2026 : 1,0 %
- pour 2027 : 1,5 %
- à partir de 2028 : 2,0 %

Les fournisseurs d'électricité présentant un volume de référence en matière de vente d'électricité inférieur à 10 GWh par an sont exemptés d'objectif. Chez ces fournisseurs, la charge d'exécution serait disproportionnée par rapport aux économies supplémentaires réalisées. Il n'existe pas d'indications précises quant au nombre de fournisseurs d'électricité concernés. Eu égard à l'obligation de déclaration dans le cadre du marquage de l'électricité, l'OFEN part du principe que cette disposition concerne environ 250 fournisseurs d'électricité avec un volume de référence en matière de ventes d'électricité inférieur à 10 GWh. Selon les estimations, environ 350 à 400 fournisseurs d'électricité présentant un volume de référence en matière de vente d'électricité de 10 GWh auront un objectif d'économie à atteindre à l'avenir. Les fournisseurs d'électricité pour lesquels un objectif est fixé fournissent vraisemblablement plus de 95 % de l'électricité consommée en Suisse. L'OFEN calcule le volume de référence en matière de vente d'électricité et fixe chaque année, jusqu'au 30 juin, pour l'année civile suivante l'objectif pour les différents fournisseurs d'électricité avec un volume de référence en matière de vente d'électricité de 10 GWh ou plus (al. 3).

Le volume de référence en matière de vente d'électricité, et donc l'objectif à atteindre, ne prend pas en compte la quantité d'électricité écoulée auprès des consommateurs finaux chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins 20 % de la valeur ajoutée brute (intensité électrique) et qui remplissent les conditions pour le remboursement du supplément réseau conformément à l'art. 40 LEnE (al. 2, let. a). Cette disposition permet de réaliser la volonté du législateur (art. 46b, al. 6, LEnE) que les fournisseurs d'électricité ne répercutent pas de coûts sur les clients finaux qui sont des entreprises grandes consommatrices d'électricité. Globalement, ces entreprises représentent moins de 5 % de la consommation annuelle d'électricité en Suisse. Comme les fournisseurs d'électricité ignorent probablement quels sont leurs clients qui respectent les présentes exigences, l'OFEN contactera chaque année les entreprises concernées dans le cadre du remboursement du supplément réseau pour les inviter à s'annoncer à temps auprès de leur fournisseur d'électricité. L'OFEN envisage par ailleurs de publier chaque année jusqu'à fin juin une liste des consommateurs finaux à forte intensité électrique qui respectent les exigences visées à la let. a. Ces consommateurs finaux à forte intensité électrique doivent consentir à la publication de leur nom dans cette liste. S'ils la refusent ou s'ils ne s'annoncent pas dans les délais à leur fournisseur d'électricité, ces entreprises devront s'attendre à ce que les coûts de revient des gains d'efficacité énergétiques soient ajoutés en plus à leurs coûts d'électricité.

Outre les quantités livrées aux consommateurs finaux à forte intensité électrique, on déduit également la fourniture d'électricité exemptée du supplément réseau en vertu de l'art. 14a, al. 1, LAPeI, autrement dit celle destinée aux propres besoins des centrales électriques, au fonctionnement des pompes des centrales de pompage-turbinage et aux installations de stockage sans consommation propre (al. 2, let. b).

Les consommateurs finaux faisant usage de leur droit à l'accès au réseau conformément à l'art. 11, al. 2, OApEI peuvent acheter leur électricité sur le marché. Ils peuvent aussi acheter leur électricité auprès de plusieurs fournisseurs d'électricité (achats structurés). Pour garantir une réglementation homogène (entre autres avec une obligation de marquage de l'électricité), le fournisseur d'électricité auquel le point de mesure est attribué dans le bilan est responsable des gains d'efficacité. Le volume de référence en matière de vente d'électricité se fonde sur la livraison effective du fournisseur d'électricité au consommateur final, sur la base des points de mesure.

Art. 51b Mesures prises en compte

L'approche adoptée pour les gains d'efficacité énergétique repose sur des mesures, de façon similaire aux conventions d'objectifs conclues actuellement par des entreprises dans le cadre de la mise en œuvre de la LEnE ou de l'article sur les consommateurs à forte intensité électrique. Les mesures peuvent provoquer des gains d'efficacité par le remplacement, la rénovation ou l'optimisation de l'exploitation d'appareils, d'installations, de véhicules ou de leurs composantes. Toutefois, elles ne limitent aucunement la vente d'électricité aux consommateurs finaux par les fournisseurs. Pour être approuvée, et donc prise en compte, une mesure doit remplir plusieurs conditions (*al. 1*) :

- a. correspondre aux meilleures technologies disponibles ; il doit donc s'agir d'une solution plus efficace sur le plan énergétique qu'une solution conforme à l'usage du secteur. Les mesures mises en œuvre doivent toujours pouvoir réaliser une économie d'électricité supplémentaire (p. ex. grâce à un réglage et à un paramétrage optimaux). Cette méthode doit garantir que les économies d'électricité imputées viennent s'ajouter à l'assainissement naturel ou prescrit ou qu'elles soient des optimisations d'exploitation qui se produiraient aussi sans effort supplémentaire. Pour le cas où la solution conforme à l'usage du secteur est déjà la technologie la plus efficace, ces mesures ne sont pas imputables ; *et*
- b. permettre des économies d'électricité mesurables et chiffrables. Les économies d'électricité doivent pouvoir être établies via une approche technique (mesures physiques de la consommation d'électricité) ou se fonder sur un calcul scientifique.

Les économies d'électricité annuelles obtenues grâce aux mesures (c'est-à-dire la différence entre la consommation d'électricité avant et après la mise en œuvre de la mesure) sont calculées sur la durée d'impact typique des mesures concernées (*al. 2*). Dans le cas du remplacement d'installations ou d'appareils, la durée d'impact équivaut à leur durée de vie habituelle.

Art. 51c Mesures non prises en compte

Les mesures ne sont pas toutes prises en compte pour la réalisation de l'objectif (*al. 3*). Les mesures qui doivent être mises en œuvre sous une forme identique ou similaire en raison d'une disposition légale de la Confédération ou qui sont prévues dans le module de base du MoPEC 2014 ne peuvent pas être prises en compte (*let. a*). Les mesures donnant droit à des aides financières de la Confédération, d'un canton ou d'une commune ne sont pas non plus prises en compte (*let. b*).

Les ventes d'électricité aux consommateurs finaux à forte intensité électrique qui ont été annoncées à l'OFEN dans les délais impartis ne sont pas prises en compte dans la détermination du volume de référence en matière de vente d'électricité (art. 51a, al. 2, *let. a*). Par conséquent, les mesures chez ces consommateurs finaux ne sont pas non plus prises en compte (*let. c*). Des mesures chez des consommateurs finaux à forte intensité électrique dont les ventes d'électricité sont prises en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité sont néanmoins prises en compte.

En principe, les mesures peuvent être mises en œuvre dans les entreprises qui ont conclu une convention d'objectif avec la Confédération ou un canton. Ces mesures ne peuvent toutefois être imputées qu'à un seul instrument : soit pour la réalisation de l'objectif relatif aux gains d'efficacité ou à l'objectif d'efficacité fixé dans la convention (*let. d*). La rentabilité des mesures n'est pas pertinente à cet égard.

En outre, les mesures qui ne sont pas durables (*let. e*) et celles qui visent uniquement un changement de comportement chez le consommateur final ne sont pas prises en compte (*let. f*).

Pour éviter les effets d'aubaine, les mesures réalisées avant la mise en œuvre de l'ordonnance ne doivent pas être imputables (à l'exception des mesures concernées par les dispositions d'exécution à l'art. 80b).

Art. 51d Mesures standardisées

On entend par mesures standardisées des mesures pouvant être mises en œuvre de façon uniforme chez plusieurs consommateurs finaux. Ce sont donc des mesures spécifiques à la technologie ou à la branche pouvant être mises en œuvre de façon systématique, à grande échelle, sous une forme identique ou très similaire. Les mesures standardisées sont prédéfinies par l'OFEN ; elles n'ont pas besoin d'être préalablement examinées et approuvées par l'office pour être prises en compte dans l'objectif.

Les économies d'électricité découlant des différentes mesures standardisées sont calculées ou mesurées et attestées *ex ante* par un protocole d'économie mis à disposition par la Confédération. Outre le calcul des économies d'électricité, le protocole d'économie énonce les exigences techniques ainsi que les justificatifs requis. L'OFEN publie chaque année la liste des mesures standardisées valables ainsi que les protocoles d'économie correspondants, et les adapte le cas échéant. Les protocoles d'économie qui ne sont plus valables en raison d'une révision peuvent encore être utilisés pendant une certaine période transitoire pour la déclaration des mesures concernées. Les détails sont définis dans la directive relative aux gains d'efficacité.

Art. 51e Mesures non standardisées

Contrairement aux mesures standardisées, les mesures non standardisées sont soumises à un examen préalable afin de pouvoir être prises en compte par la Confédération, et doivent satisfaire au moins les critères énoncés à l'art. 51b. Au minimum, les documents suivants doivent être soumis à l'OFEN pour examen (*al. 1*) :

- a. une description détaillée de la mesure, notamment
 - l'état actuel,
 - l'état visé susceptible d'être atteint avec les meilleures technologies disponibles (voir l'art. 51b, al. 1, let. a) ;
- b. la procédure de mesure ou de calcul de l'économie d'électricité (voir art. 51b, al. 1, let. b).

En cas d'imprécisions et/ou s'il manque des informations ou des données, l'OFEN peut, après examen des documents soumis, décider qu'une mesure non standardisée ne pourra être prise en compte qu'en l'assortissant de charges et conditions (*al. 2*). Le cas échéant, l'OFEN peut rejeter une mesure non standardisée qui ne respecte pas les exigences visées à l'art. 51b. Pour, au terme de la mise en œuvre, annoncer en bonne et due forme les économies d'électricité réalisées (voir l'art. 51f), l'OFEN définit un protocole d'économie correspondant et le met à la disposition du requérant ou de la requérante pour la mesure qui peut être prise en compte (*al. 3*). Les éventuelles charges et conditions y sont également consignées. Les protocoles d'économie pour les mesures non standardisées ne sont pas publiés dans tous les cas. Après avoir reçu plusieurs demandes de mesures non standardisées similaires, l'OFEN examine la pertinence de les inclure à la liste des mesures standardisées. Si ces mesures sont incluses, le protocole d'économie correspondant est alors publié en tant que nouvelle mesure standardisée.

La procédure de demande de prise en compte de mesures non standardisées ainsi que d'éventuels délais sont définis dans la directive relative aux gains d'efficacité.

Art. 51f Obligation de communiquer et délai

Les fournisseurs d'électricité doivent communiquer à l'OFEN, jusqu'au 30 avril de l'année suivante, un certain nombre d'indications portant sur les quantités vendues et les coûts pendant l'année civile écoulée. Ils doivent notamment communiquer les ventes d'électricité aux consommateurs finaux en Suisse au cours de l'année écoulée, en kWh (*let. a*). Le volume de vente d'électricité dans l'approvisionnement de base (*let. b*) et aux consommateurs finaux à forte intensité électrique ainsi que les livraisons d'électricité exemptées du supplément réseau en vertu de l'art. 14a, al. 1, LApEI, doivent être indiqués à part (*let. c*). Ils doivent en outre communiquer les coûts en francs générés par la mise en œuvre de mesures chez les consommateurs finaux en Suisse pendant l'année écoulée, en francs suisses. Ces coûts incluent entre autres les charges financières pour les tâches administratives dans le cadre de la mise en œuvre des mesures d'efficacité, les coûts des mesures d'accompagnement (communication, formations, conseils, etc.) ainsi que les éventuelles contributions d'encouragement aux mesures d'efficacité destinées aux consommateurs finaux. Ces indications servent à contrôler le respect de l'art. 6, al. 5^{ter}, LApEI et sont transmises à l'EICom.

L'obligation de communication vaut également pour les fournisseurs d'électricité dont le volume de référence en matière de vente d'électricité visé à l'art. 51a, al. 1, ne dépasse pas 10 GWh. Lors de la communication, l'OFEN collecte des données, entre autres les coordonnées (nom, adresse, numéros de téléphone et adresses électroniques) des fournisseurs d'électricité ainsi que de leurs personnes de contact pour les gains d'efficacité énergétique. L'OFEN met à disposition une solution électronique pour l'annonce des indications et des coordonnées ci-dessus.

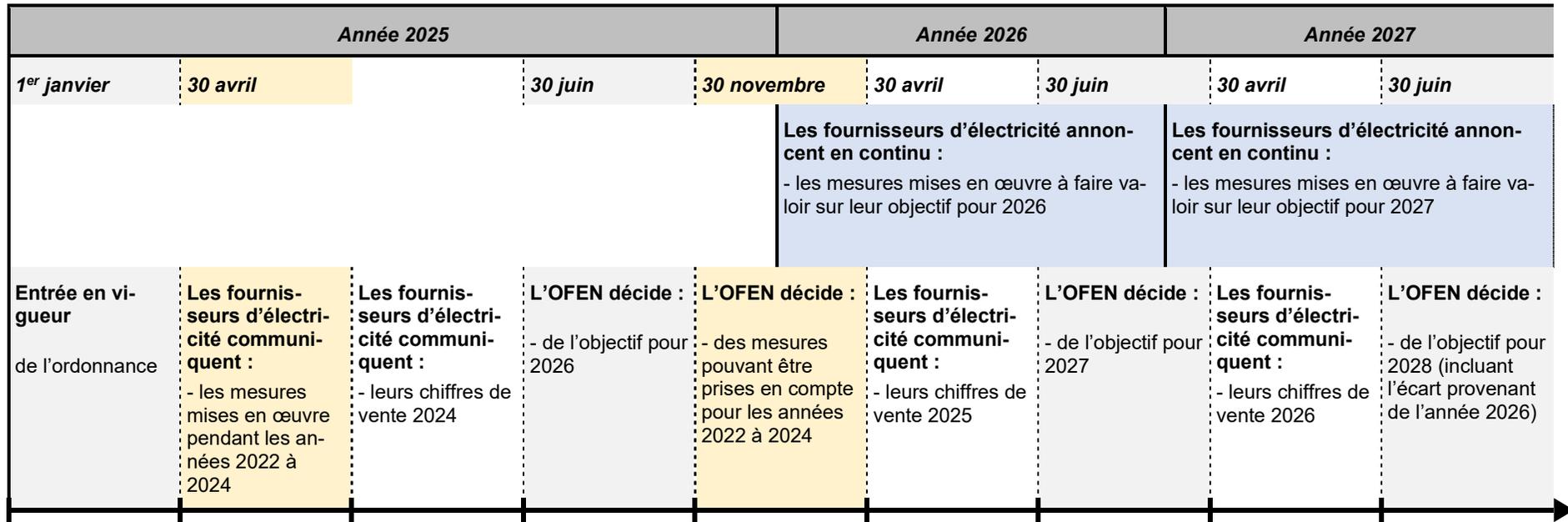


Illustration 2: Calendrier du processus d'annonce, de communication et de fixation de l'objectif.

Art. g Réalisation de l'objectif

Les fournisseurs d'électricité font valoir auprès de l'OFEN les mesures mises en œuvre ou acquises en soumettant les protocoles d'économie pendant l'année souhaitée ; les mesures sont alors prises en compte dans la réalisation de l'objectif de l'année en question (*al. 1*, voir illustration 2). L'annonce des mesures à l'OFEN peut avoir lieu continuellement et non à des dates de référence. L'annonce à l'OFEN ne doit pas nécessairement se faire immédiatement après la mise en œuvre de la mesure. En cas d'annonce tardive, par exemple deux ans après la mise en œuvre de la mesure, la durée fixée pour l'impact et donc les économies d'électricité obtenues via la mesure, ne sont pas revues à la baisse.

Les fournisseurs d'électricité doivent pouvoir attester la mise en œuvre des mesures et le respect des exigences liées aux mesures par des justificatifs. L'annonce doit donc comprendre en particulier le protocole d'économie publié par l'OFEN, complété avec précision et de manière exhaustive (*let. a*). Font également partie des justificatifs les indications qui figurent dans le protocole d'économie ainsi que les documents qui contiennent les économies d'électricité et la date de la réalisation des mesures (*let. b*). Une partie des justificatifs ne doit être remise à l'autorité d'exécution qu'en cas de contrôle. Cette liste est définie dans le protocole d'économie. Lors de l'annonce des mesures mises en œuvre, l'OFEV collecte des données, notamment les coordonnées (nom, adresse, numéros de téléphone et adresses électroniques) des fournisseurs d'électricité, des consommateurs finaux (adresse) chez lesquels les mesures ont été mises en œuvre ainsi que les entreprises (nom, IDE et siège) qui ont mis en œuvre les mesures.

Si un fournisseur d'électricité n'atteint pas l'objectif fixé, les économies d'électricité insuffisantes s'ajoutent à l'objectif de la troisième année. La part additionnelle doit être réalisée en plus, au cours des trois années suivantes (art. 46b, al. 4, LEne). Si, au contraire, un fournisseur d'électricité dépasse l'objectif fixé, les économies d'électricité excédentaires sont imputées à l'objectif de la troisième année (*al. 3*). Le tableau 6 ci-dessous illustre les deux cas de figure possibles, à savoir, d'une part, un objectif qui n'est pas atteint et, d'autre part, un objectif qui est dépassé.

	Cas de figure A	Cas de figure B
Objectif basé sur le volume de référence en matière de ventes d'électricité pour l'année A	100 GWh	100 GWh
Économies selon mesures annoncées pour l'année A	80 GWh	115 GWh
Objectif basé sur le volume de référence en matière de ventes d'électricité pour l'année A+2	105 GWh	105 GWh
Différence entre les économies et l'objectif pour l'année A	-20 GWh	+15 GWh
Économies qui doivent encore être réalisées pour l'année A+2	125 GWh	90 GWh

Tableau 6 : Exemples de clôture de la période couverte par l'objectif

Art. 51h Contrôle

L'OFEN contrôle, de manière adéquate et proportionnée, si les exigences légales sont respectées (*al. 1*). À cet effet, il peut en particulier demander accès aux documents et informations nécessaires au contrôle (*let. a*) et pénétrer dans des bâtiments, des exploitations et d'autres infrastructures pendant les heures habituelles de travail (*let. b*).

Si un contrôle montre que les mesures annoncées ne remplissent pas les exigences techniques et légales définies et qu'elles ne peuvent donc pas être prises en compte en faveur du fournisseur d'électricité concerné, les économies d'électricité correspondantes sont déduites a posteriori (*al. 3*). Si l'année civile pendant laquelle le fournisseur d'électricité a fait valoir la mesure contestée est déjà clôturée, les économies d'électricité correspondantes devront être atteintes, en plus, pendant l'année civile suivante.

Selon l'art. 6, al. 5^{ter}, LApEI, les gestionnaires d'un réseau de distribution ne peuvent mettre les coûts occasionnés par les objectifs destinés à accroître l'efficacité visés à l'art. 46b LENE à la charge des consommateurs captifs et des consommateurs ayant renoncé à un accès au réseau que de manière proportionnelle. Pour assurer le respect de cette disposition, l'EiCom peut vérifier les données et indications portant sur les livraisons aux consommateurs finaux (*al. 2*).

Les processus de contrôle ainsi que d'éventuels délais sont définis dans une directive relative aux gains d'efficacité.

Art. 51i Publication

L'OFEN publie chaque année le nombre de fournisseurs d'électricité ayant un objectif à atteindre ainsi que la somme des objectifs (*let. a*). Il publie en outre aussi la part des fournisseurs d'électricité ainsi que les économies d'électricité mises en œuvre ayant atteint leur objectif. L'OFEN publie également la part des fournisseurs d'électricité qui ne sont pas parvenus à atteindre l'objectif qui leur avait été fixé, répartis en fonction de l'écart par rapport à l'objectif (*let. b*). En outre, le nombre et la nature des mesures mises en œuvre et les économies d'électricité réalisées par ce biais font également l'objet d'une publication annuelle (*let. c*). Des indications doivent par ailleurs aussi être fournies sur les coûts de revient moyens (entre autres pour la gestion, l'annonce ou l'acquisition de mesures) de la mise en œuvre des gains d'efficacité énergétique (*let. d*). L'OFEN peut aussi publier d'autres analyses statistiques selon d'autres critères, comme la région linguistique ou la taille du fournisseur d'électricité ayant un objectif à atteindre. Toutes les informations publiées restent toutefois anonymes et aucun fournisseur d'électricité n'est mentionné par son nom. L'OFEN ne publie pas de données personnelles.

Art. 54 Installations pilotes et de démonstration ainsi que projets pilotes et de démonstration

Les modifications à l'al. 1 visent à préciser la formulation afin qu'elle coïncide mieux avec la pratique d'encouragement actuelle, qui a fait ses preuves, dans le domaine des installations et projets pilotes et de démonstration.

Désormais, la notion d'« innovation » est introduite. Celle-ci constitue une caractéristique centrale des projets pilotes et de démonstration, mais n'était jusqu'ici pas explicitement mentionnée (*al. 1, let. a, ch. 1*). À l'al. 1, let. a, ch. 2, une précision est apportée au sujet des caractéristiques d'un projet pilote (qui le différencie notamment d'un projet de démonstration) ; cette description plus précise des différences sera importante à l'avenir, car l'art. 53 LENE prévoit un taux d'encouragement plus élevé pour les projets pilotes.

L'al. 1, let. b, ch. 1 précise que les installations et projets de démonstration doivent servir à prouver la capacité de fonctionnement à échelle réelle (autrement dit à l'échelle ensuite utilisée dans la pratique) et dans des conditions proches de celles du marché. Le ch. 2 détaille les caractéristiques d'un projet de démonstration, notamment pour le différencier d'un projet pilote.

L'al. 2, qui porte sur les projets phares, est abrogé en raison de son importance mineure.

Art. 61, al. 1 et 3

Les modifications visent à préciser la formulation afin qu'elle coïncide mieux avec la pratique actuelle, qui a fait ses preuves, dans le domaine des installations et projets pilotes et de démonstration.

L'al. 1 modifie l'ordre des éléments et précise les critères principaux pour des projets pilotes et de démonstration de manière à simplifier leur mise en œuvre (on peut en déduire des critères simples pour

l'évaluation de demandes concrètes) et à s'aligner sur la politique énergétique actuelle et les dernières révisions en date de la LEne :

- *Let. a* : Il est précisé que les projets doivent apporter une contribution significative et que la politique énergétique inclut systématiquement la politique climatique (décarbonation, captage du CO₂, économie circulaire, etc.).
- *Let. b* : Comme à l'art. 54, al. 1, ch. 1, la notion d'« innovation » est introduite ici, et il est précisé que les projets visent généralement à développer et surtout à tester des technologies, et le fait qu'ils débouchent sur des enseignements concrets (lesquels font partie de la contribution évoquée sous la let. a ci-dessus).
- *Let. c* : Il est précisé que le potentiel du marché se réfère à la technologie dont le développement est envisagé, tandis que la probabilité de succès se réfère au projet lui-même (autrement dit, p. ex. aux compétences des auteurs du projet ou à la méthodologie employée).
- *Let. d* : Une modification est apportée au critère, à savoir que seule l'accessibilité pour le public doit être garantie ; les auteurs de projet ne sont pas tenus de diffuser activement les résultats.
- *Let. e* : Aujourd'hui déjà, un rapport adéquat entre les coûts d'un projet et les critères à remplir visés aux let. a à d, constitue un aspect important dans la mise en œuvre et, au vu de la révision de l'art. 53 LEne, il deviendra encore plus pertinent à l'avenir.

À l'al. 3, les critères pour la détermination du montant de l'aide financière sont adaptés. Les critères appliqués jusqu'à présent se sont avérés inadéquats (notamment parce que les projets ne se différencient guère sur ce point). Désormais, l'aspect central est le rapport visé à l'al. 1, let. e, car il permet un examen d'ensemble de la qualité et permet d'évaluer le respect des prescriptions de l'art. 53 LEne révisé.

Art. 69a, al. 2, let. f

L'OFEN publie l'information sur l'intérêt national, afin que cette information soit également disponible sous forme de géodonnées.

Art. 69b Aperçu géographique des installations de production de combustibles et carburants

Il est dans l'intérêt de tous de disposer d'un aperçu géographique de l'ensemble des installations de production de combustibles ou carburants renouvelables liquides ou gazeux, d'hydrogène non renouvelable et de carburants d'aviation à faible taux d'émission situées en Suisse. Il permet, en particulier, de suivre l'évolution de la situation en matière d'approvisionnement en énergie. Le but est que toutes les installations de production soient recensées, afin de permettre des comparaisons entre agents énergétiques. Comme pour l'aperçu géographique des installations de production d'électricité visé à l'art. 69a OEn, l'OFEN doit par conséquent publier, sous la forme d'une vue d'ensemble, les données concernant les installations indigènes de production de combustibles et carburants renouvelables ainsi que d'hydrogène non renouvelable (géodonnées). L'aperçu géographique est établi au moins sur la base d'un modèle de géodonnées minimal, qui doit contenir les données visées à l'al. 2, let. a à e. À la let. e, il est précisé que la désignation de la marchandise doit être indiquée conformément à l'art. 1, al. 1, let. a, OGOC. Les milieux concernés doivent être consultés sur le modèle de données pendant la phase d'élaboration de celui-ci.

Art. 70 Titre et al. 2

Une base juridique est nécessaire pour le traitement des données relatives à l'exécution. Cela vaut tant pour les données personnelles que pour les données des personnes morales.

Plusieurs services au sein de la Confédération, à savoir l'OFEN, l'OFEV, l'OFDF et l'OFAC, ont accès aux données provenant de la base de données des GO pour les combustibles et carburants de l'organe

d'exécution afin de soutenir et de faciliter la mise en œuvre des instruments de politique climatique. La charge de travail diminue ainsi pour les acteurs concernés, qui ne doivent plus livrer d'informations supplémentaires. Ces données doivent également être transmises à l'OFDF pour l'exécution de la législation sur l'imposition des huiles minérales, et aux cantons pour l'exécution de leurs tâches en vertu de l'art. 45 LEné (dispositions édictées par les cantons dans le domaine des bâtiments) et de l'art. 9 de la loi sur le CO₂ (rapports soumis par les cantons sur les mesures prises pour réduire les émissions de CO₂ générées par les bâtiments). Les données recueillies peuvent également servir à des fins statistiques. Leur utilisation se fonde sur l'art. 39 de la loi fédérale du 25 septembre 2020 sur la protection des données (LPD ; RS 235.1) et sur l'art. 4 de la loi du 9 octobre 1992 sur la statistique fédérale (LSF ; RS 431.01).

Art. 77a Dispositions pénales

Les dispositions portant sur les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité contiennent une disposition pénale. En vertu de l'art. 70, al. 1, let. g, LEné, est punissable quiconque, intentionnellement, enfreint l'obligation de communiquer visée à l'art. 51f ou fournit des indications erronées sur les mesures annoncées visées à l'art. 51g.

Art. 80a Dispositions transitoires concernant les garanties d'origine pour les combustibles et carburants

Le nouveau système de GO est appelé à remplacer le service de clearing exploité par l'industrie gazière le 1er janvier 2025. Pour ce faire, les données traitées par le service de clearing doivent être transférées dans la base de données des GO (al. 1). En raison du délai entre la production et l'annonce des quantités produites, le service de clearing maintiendra son activité au moins jusqu'à fin février 2025 et traitera encore les dernières données transmises sur la base des données de production de l'année 2024 avant de les transmettre au système de GO. Pour les quantités de gaz renouvelable indigène¹⁵ produites jusqu'au 31 décembre 2024 et annoncées au service de clearing jusqu'au 28 février 2025, l'organe d'exécution émet les nouvelles GO dans sa base de données (al. 2). Il établit également des GO pour les certificats étrangers de gaz renouvelables documentés par le service de clearing à partir du 1er avril 2021 et jusqu'au 31 décembre 2024 (al. 3). Pour les certificats étrangers de gaz renouvelables documentés jusqu'au 31 mars 2021, l'organe d'exécution n'établit des GO que si les détenteurs peuvent attester qu'ils respectent, depuis le 1er avril 2021, les exigences écologiques édictées par les principes directeurs de l'industrie gazière pour le biogaz¹⁶ en vigueur depuis le 1er avril 2021 (al. 4). Enfin, il émet des GO pour les certificats étrangers de gaz renouvelables qui n'ont pas encore été enregistrés par le service de clearing au 31 décembre 2024, dont les substances de bases ont toutefois été produites entre le 1er avril 2021 et le 31 décembre 2024, si les propriétaires peuvent attester du respect des exigences écologiques édictées par les principes directeurs de l'industrie gazière pour le biogaz (al. 5).

Les GO établies sur la base de certificats étrangers ont une durée de validité de 24 mois (à partir du 1er janvier 2025). Les GO pour les quantités de biogaz produites en Suisse ont une durée de validité spéciale de 60 mois (à partir du 1er janvier 2025). Cette différence de traitement se justifie à plusieurs égards : d'une part, les certificats de biogaz étrangers n'étaient, par le passé, soumis à aucun contrôle étatique, car on se limite à transférer des certificats, sans importation simultanée du combustible ou du carburant. Le biogaz suisse est, quant à lui, de production indigène et a été enregistré et supprimé auprès du service de clearing sur ordre de l'OFDF et sous sa surveillance. Les nouvelles GO établies indiqueront, le cas échéant, que la quantité physique n'a pas été importée en même temps que les GO. Elles mentionneront également, le cas échéant, que le certificat a été transféré depuis le service de clearing exploité par l'industrie gazière.

¹⁵ Les termes utilisés dans cet alinéa pour désigner les gaz renouvelables s'entendent au sens de l'art. 19a Oimprim. En ce sens, le biohydrogène est de l'hydrogène issu de la biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables.

¹⁶ Principes directeurs pour le biogaz (gazenergie.ch). Ainsi, les certificats importés répondent à des exigences comparables à celles qui prévalent pour le biogaz suisse depuis le 1er avril 2021.

Art. 80b Dispositions transitoires concernant les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité

Les fournisseurs d'électricité visés à l'art. 51a, al. 1, ont jusqu'au 30 avril 2025 pour soumettre à l'OFEN pour approbation les mesures qu'ils ont mises en œuvre entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2024 (*al. 1*, voir illustration 2). L'OFEN vérifie ensuite si les mesures soumises peuvent être prises en compte conformément à l'art. 51b et 51c. Les mesures qui n'ont pas été annoncées et qui ont été réalisées plus tôt ne sont pas prises en compte. Si les mesures sont déclarées comme pouvant être prises en compte, les économies d'électricité réalisées grâce à ces mesures peuvent être imputées aux objectifs au plus tard jusqu'au troisième objectif fixé après l'entrée en vigueur de cette disposition (*al. 2*). L'OFEN décidera jusqu'au 30 novembre 2024 de la quantité d'économies d'électricité imputables. Les mesures qui seront mises en œuvre en 2025 pourront être annoncées en 2026 afin d'être prises en compte pour le premier objectif.

L'al. 3 règle la disposition transitoire des contrats de livraison conclus avec les consommateurs finaux avant l'adoption de la loi à fin septembre 2023. Les quantités d'électricité vendues annuellement des contrats de livraison valables conclus avant le 1^{er} janvier 2024 peuvent être annoncées à l'OFEN chaque année jusqu'au 30 avril. Elles ne sont pas prises en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité, au maximum jusqu'en 2027. Les fournisseurs d'électricité doivent annoncer à l'OFEN les livraisons correspondantes de l'année civile écoulée jusqu'au 30 avril au plus tard. L'OFEN met à disposition une solution électronique pour l'annonce des livraisons.

7. Commentaire de l'annexe

1. Ordonnance du 9 mai 1990 sur le bail à loyer et le bail à ferme d'habitations et de locaux commerciaux (OBLF ; RS 221.213.11)

Art. 6b Achat d'électricité dans le cadre d'un regroupement à des fins de consommation propre

Comme les dispositions relatives à la facturation des coûts externes et internes d'un regroupement sont désormais réglées dans les art. 16a et 16b de l'ordonnance sur l'énergie, le renvoi à cet article à l'art. 6b de l'OBLF doit donc être modifié.

2. Ordonnance du 21 mai 2008 sur la géoinformation (OGéo ; RS 510.620)

Annexe 1

Les données visées à l'art. 69b constituent des géodonnées et doivent figurer à l'annexe 1 OGéo. Les installations de production de combustibles et de carburants recensées et citées à l'art. 69b sont les mêmes que celles figurant à l'art. 4 OGOC. 3. Ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Oimpmin ; RS 641.611)

Le système de GO pour les combustibles et carburants reprend les tâches relatives aux déclarations conformément à l'art. 45e Oimpmin. Le projet d'OEne règle les aspects en lien avec les GO. Les modifications de l'Oimpmin règlent les aspects relatifs à la fiscalité en lien avec le système de GO.

Art. 2a Collaboration avec l'organe d'exécution

Cet article établit une base légale pour l'échange de données nécessaire entre l'OFDF en tant qu'autorité fiscale et l'organe d'exécution pour l'exploitation du système de GO.

Art. 41, al. 1^{bis}

On renonce à la déclaration fiscale périodique pour les établissements de fabrication de carburants renouvelables approuvés par l'OFDF et au bénéfice d'un allègement fiscal pour la production d'électricité. Cet alinéa reflète la pratique actuelle en matière de droit. Concrètement, ces établissements de fabrication doivent être exemptés de l'obligation d'une déclaration fiscale.

Art. 45e

Le système de GO pour les combustibles et carburants reprend, au 1er janvier 2025, les tâches et les fonctions du service de clearing de l'industrie gazière conformément à l'art. 45e Oimpmin. Les annonces visées à l'art. 45e Oimpmin ne passent donc plus par le service de clearing, mais par le système de GO (l'organe d'exécution conformément à l'art. 64 LEne). En outre, les fabricants de biogaz, de biohydrogène ou de gaz synthétiques¹⁷, mais également les fabricants de carburants liquides renouvelables, sont tenus de déclarer à l'OFDF les quantités produites et de procéder à la déclaration fiscale via le système de GO. Toute la production indigène de carburants renouvelables est donc désormais d'abord

¹⁷ Les termes utilisés dans cet alinéa pour désigner les gaz renouvelables s'entendent au sens de l'art. 19a Oimpmin. En ce sens, le biohydrogène est de l'hydrogène issu de la biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables.

annoncée au système de GO, qui transmet ensuite les données nécessaires à l'OFDF. Les termes « biogaz, biohydrogène ou gaz synthétique » sont donc remplacés par « biocarburants » (al. 2).

L'art. 45e Oimpmi actuel mentionne, à l'al. 1, let. a, la directive G13 de la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux afin de garantir que seul le biogaz conforme à cette directive et, partant, aux prescriptions de l'industrie gazière, peut être enregistré par le service de clearing et pris en compte. Cette condition était un besoin unilatéral de l'ancien exploitant du service de clearing et peut être levée. Avec le remplacement du service de clearing par le système de GO pour les carburants et les combustibles renouvelables du DETEC, cette condition peut maintenant aussi être levée. La Confédération suisse peut régler seule et indépendamment de la directive G13 les conditions pour la saisie dans la base de données.

Le nouvel *al. 6* a été repris de la convention passée à l'époque entre la Direction générale des douanes (aujourd'hui l'OFDF) et le service de clearing. Il règle les obligations de l'organe d'exécution en lien avec la transmission des données enregistrées et l'étendue des obligations de contrôle. Les tâches de l'organe d'exécution dans le domaine de l'imposition ne sont pas réglées dans l'OENE ou l'OGOC, car la base légale pour ces tâches ne se trouve pas dans la LENE

4. Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-En ; RS 730.05)

Annexe 4

L'exécution du système de GO est financée par le biais d'émoluments. Le cadre légal est dicté par l'ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (art. 14b) : l'organe d'exécution perçoit des émoluments calculés en fonction de la charge de travail pour les coûts d'exécution liés au système de GO. La méthode la plus simple et conforme au principe de causalité consiste à percevoir un émolument par transaction portant sur les substances saisies. Au début, outre les frais d'enregistrement, seuls sont prélevés des émoluments pour l'établissement des GO ou pour leur importation. Des calculs ont montré qu'un émolument de 20 ct./MWh au maximum suffit pour l'établissement ou l'importation de GO. Pour les installations déjà annoncées dans le système de GO pour l'électricité, aucun émolument n'est prélevé pour l'enregistrement. En outre, les installations qui ne vendent pas les GO (consommation sur place) ne paient pas d'émolument pour leur établissement.

5. Ordonnance du DETEC du 1^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM ; RS 730.010.1)

Art. 8, al. 1, art. 9c et annexe 1

Au cours des délibérations sur la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Parlement a décidé de renoncer à une ouverture complète du marché de l'électricité. Par conséquent, les clients captifs, tels que les ménages, ne peuvent toujours pas choisir librement leur fournisseur d'électricité. En ce qui concerne le marquage de l'électricité, cela signifie que ces clients n'ont le choix qu'entre les produits proposés par le fournisseur local.

Le marquage de l'électricité est un gage de transparence pour le client final. Selon l'OGOM, les indications concernant le marquage de l'électricité doivent être envoyées avec la facture, une fois par an, et le mix électrique être représenté au minimum par les tableaux figurant dans l'annexe de l'OGOM. Or, cette représentation sous forme de tableaux a été introduite il y a plus de 15 ans et ne permet pas une communication moderne à l'intention des clients finaux. Il y a donc lieu de l'adapter. Désormais, le produit livré doit impérativement être comparé sous une forme graphique et conviviale avec le mix du fournisseur de l'entreprise d'approvisionnement en électricité. À ce jour, seul un petit nombre d'entreprises d'approvisionnement en électricité propose un réel marketing pour ses produits, ou propose un marketing via des brochures pour la clientèle et sur Internet, mais pas sur la facture. Or, pour une

meilleure transparence, le client doit pouvoir visualiser les caractéristiques du produit directement sur la facture. C'est pourquoi une comparaison graphique du produit choisi et du mix du fournisseur doit désormais être fournie avec la facture.

Des indications doivent en outre être fournies sur les émissions de CO₂ provenant directement de la production d'électricité ainsi que sur la quantité de déchets radioactifs produits selon les GO.

6. Ordonnance du 19 octobre 1988 relative à l'étude de l'impact sur l'environnement (OEIE ; RS 814.011)

Art. 22, al. 1

Des subventions fédérales sont allouées à la réalisation de certains types d'installations soumis à l'EIE. En font aussi partie les installations pour l'utilisation des énergies renouvelables, qui doivent être citées individuellement ; les subventions forfaitaires au moyen de conventions-programme, telles qu'elles sont par exemple visées à l'art. 18d LPN pour l'entretien des biotopes, ne sont pas prévues pour ces installations¹⁸.

Aux termes de l'art. 22 OEIE, dans le cas de projets individuels d'installations soumises à l'EIE, l'autorité cantonale compétente doit consulter, avant de prendre sa décision, l'autorité fédérale compétente en matière de subventions, qui doit à son tour consulter l'OFEV avant de pouvoir promettre des subventions aux requérants. Un examen approfondi avec audition de l'OFEV n'est toutefois judicieux que si, à ce moment, la documentation relative au projet renseigne suffisamment sur les conséquences du projet sur l'environnement. Dans le cas des installations éoliennes (n° 21.8 de l'annexe de l'OEIE), les auteurs du projet s'adressent très tôt et avant l'introduction de la procédure d'autorisation cantonale à l'autorité compétente en matière de subventions (voir l'art. 87d, al. 2, OEnER). À ce stade, les informations disponibles ne suffisent pas pour permettre à l'OFEV de réaliser une évaluation environnementale. Une audition de l'OFEV n'a donc aucun sens pour ce type de procédures. Dans le cas des autres installations pour l'utilisation des énergies renouvelables (installations de biomasse, hydroélectriques, géothermiques, photovoltaïques, y compris installations photovoltaïques alpines [n°s 21.2a, 21.3b, 21.4 et 21.9 de l'annexe de l'OEIE]), les auteurs du projet ne doivent s'adresser à l'OFEV qu'après l'obtention d'un permis de construire en vue de l'octroi de subventions (voir l'art. 46i al. 2, l'art. 53 al. 2, l'art. 74, al. 2, et l'art. 87r, al. 3, OEnER). Dans ce cas, il n'est plus possible de coordonner l'octroi de la subvention fédérale à la décision de l'autorité cantonale compétente dans l'octroi du permis de construire. En conséquence, il convient de clarifier, dans l'ordonnance, que l'art. 22 OEIE ne s'applique pas à la procédure concernant de telles installations. Concernant les installations hydroélectriques de plus de 3 MW de puissance installée (ce n'est qu'à partir de ce seuil que l'EIE est obligatoire pour les installations hydroélectriques), une audition de l'OFEV a de toute manière lieu, conformément à l'art. 12, al. 3, OEIE en relation avec le n° 21.3b de l'annexe de l'OEIE. La modification de l'art. 22 OEIE n'y changera rien. La première phrase de l'al. 1 est complétée de l'exception correspondante concernant les installations pour l'utilisation des énergies renouvelables et restructurée. Pour des raisons systématiques, les deuxième et troisième phrases de l'al. 1 sont déplacées dans un nouvel al. 1^{bis}.

¹⁸ Avec les conventions-programme, la Confédération finance les projets des cantons au moyen de subventions globales.