



21 février 2024

Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'énergie

Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation

Table des matières

1.	Contexte	1
2.	Présentation du projet	1
2.1	. Intérêt national	1
2.2	. Regroupement dans le cadre de la consommation propre	2
2.3	. Obligation de reprise et de rétribution	3
2.3.1	Rétribution au prix de marché de référence	4
2.3.2	Rétribution minimale pour les installations photovoltaïques.....	5
2.3.3	Rétribution minimale pour les très petites installations hydroélectriques.....	9
2.4	. Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité	10
2.5	. Autres changements nécessaires du fait de modifications au niveau de la loi.....	11
2.6	. Système de garanties d'origine pour les combustibles et carburants.....	11
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	12
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	12
5.	Relation avec le droit de l'Union européenne	12
6.	Commentaire des dispositions	13
7.	Commentaire de l'annexe	4
1.	Ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Oimpmin ; RS 641.611)	4
2.	Ordonnance du 21 mai 2008 sur la géoinformation (OGéo ; RS 510.620)	5
3.	Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-En ; RS 730.05).....	5
4.	Ordonnance du DETEC du 1 ^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM ; RS 730.010.1)	5

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.

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 (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^{bis} 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 biocombustibles et biocarburants liquides ou gazeux ainsi que pour l'hydrogène d'origine non biogène. 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. Le Conseil fédéral introduit la disposition d'exécution correspondante dans l'OEne.

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). En raison de ces avantages, 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.

La primauté de principe dans les zones appropriées ne s'applique pas aux installations hydroélectriques. Dans le domaine de l'hydraulique, ce sont les projets retenus lors de la table ronde consacrée à la force hydraulique ainsi que le projet de Chlus qui 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'art. 12, al. 2^{bis}, let. c, LEne prévoit que l'interdiction absolue de nouvelles installations destinées à l'utilisation des énergies renouvelables dans les biotopes et dans les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs ne s'applique pas dans les cas dans lesquels seul le tronçon à débit résiduel se trouve dans l'objet protégé. La disposition prévoit qu'une pesée des intérêts doit désormais être possible également dans de tels cas de figure. 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. bulletin officiel 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, *in* : 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). 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.

2.2 Regroupement dans le cadre de 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'OEne :

- 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, par les regroupements présentant 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 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, OEne, 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 (p. ex. pour un éventuel réseau pour 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'OEne 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'OEne 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 14 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 Obligation de reprise et de rétribution

Le Parlement a modifié l'obligation de reprise et de rétribution incombant aux gestionnaires de réseau en vertu de l'art. 15 LEne en ce qui concerne le niveau de la rétribution pour l'électricité issue des énergies renouvelables qui est injectée dans le réseau de distribution. Les exploitants d'installations et les gestionnaires d'un réseau de distribution peuvent, comme par le passé, s'entendre sur un prix (art. 15, al. 1, LEne). Le législateur a introduit un changement de paradigme pour le cas où aucun accord n'est trouvé. Il est désormais prévu que le montant de la rétribution est fixé selon le prix du marché moyen sur un trimestre au moment de l'injection. Le Conseil fédéral établit que le prix du marché moyen sur un trimestre correspond au prix de marché de référence visé à l'art. 15, al. 1, de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03). Il détermine ce dernier selon la moyenne des prix qui sont fixés sur la bourse de l'électricité *day-ahead* pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations de la technologie concernée avec mesure de la courbe de charge. Des conditions uniformes à l'échelle de la Suisse sont ainsi créées pour la rétribution, ce qui n'était pas le cas dans le droit en vigueur. La moyenne du prix de marché établie sur un trimestre protège en outre les producteurs des fluctuations de prix à court terme. Afin de protéger les producteurs également en cas de prix du marché bas, le législateur a introduit à l'art. 15, al. 1^{bis}, LEne des rétributions minimales pour les installations d'une puissance ne dépassant pas 150 kW. Celles-ci doivent assurer un amortissement conforme aux installations de référence sur la durée de vie de l'installation, y compris lorsque les prix du marché sur un trimestre sont très bas. L'obligation de

reprise et de rétribution visée à l'art. 15 LEn se fonde, comme jusqu'à présent, exclusivement sur l'« électricité grise » injectée. La reprise de garanties d'origine (GO) n'est donc pas réglementée et les gestionnaires de réseau sont libres de reprendre et rétribuer également des GO.

L'obligation de reprise et de rétribution demeure inchangée pour l'électricité provenant d'installations de couplage chaleur-force ou d'installations de biogaz.

2.3.1 Rétribution au prix de marché de référence

Pour illustrer les répercussions de la nouvelle réglementation sur la rétribution de l'électricité provenant d'installations photovoltaïques, la période écoulée depuis 2018 est présentée à titre d'exemple. Elle met en évidence l'impact sur la rétribution qu'auraient eu les prix du marché d'alors compte tenu du nouvel art. 15 LEn.

Depuis 2018, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) recense les prix de marché de référence sur un trimestre en distinguant le photovoltaïque, d'une part, et les autres technologies, d'autre part, et les publie¹. L'illustration 1 montre l'évolution des deux prix de marché de référence. Les années 2018 à 2020 se caractérisaient par des prix de marché relativement bas ; depuis lors, les prix ont connu des envolées, puis une stabilisation à partir de 2023. Au total, les exploitants d'installations photovoltaïques auraient perçu, pendant la période couvrant les six dernières années, une rétribution moyenne de 10,3 ct./kWh pour l'énergie injectée (sans la taxe sur la valeur ajoutée [TVA], qui viendrait s'ajouter à ce montant).

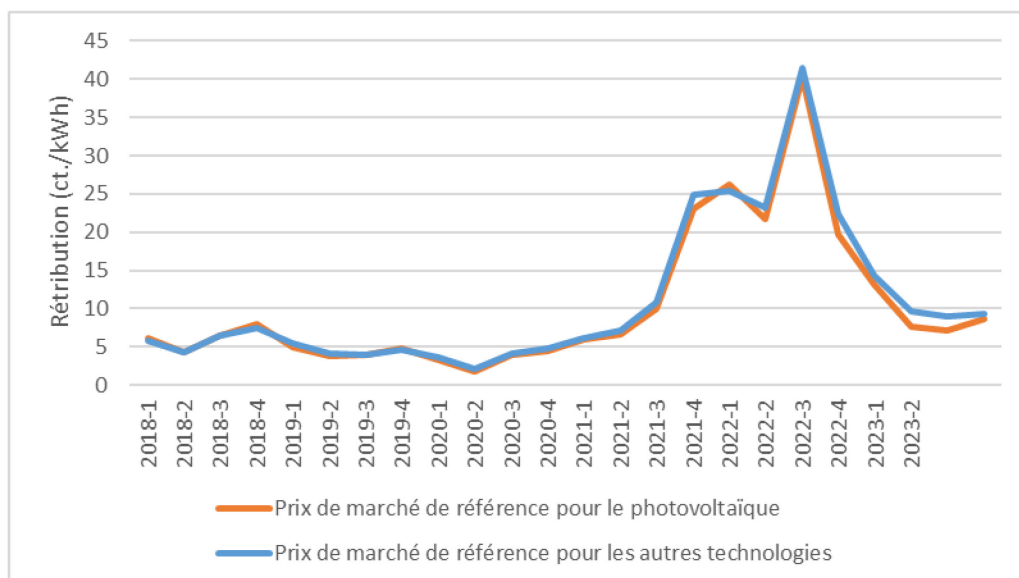


Illustration 1 : Évolution du prix de marché de référence moyen sur un trimestre pour le photovoltaïque depuis 2018

S'y ajoutent les revenus découlant de la vente de GO pour la plus-value écologique de l'électricité non couverte par l'obligation de reprise et de rétribution visée à l'art. 15 LEn. La plupart des gestionnaires de réseau ont toutefois repris volontairement des GO en 2023 dans leur zone de desserte, comme le montre l'analyse annuelle de l'Association des producteurs d'énergie indépendants (VESE)². En 2023, le prix de reprise des GO pour les installations de moins de 30 kW était de 2,9 ct./kWh³. Cette reprise volontaire par le gestionnaire de réseau était disponible pour 84 % de la population en 2023. Pour les

¹ www.ofen.admin.ch > Mesures d'encouragement > Rétribution de l'injection > Prix du marché > [Prix de marché de référence selon l'art. 15 OEnE](#)

² www.vese.ch > pvtarif.ch > Mode expert > [Interface API](#), données analysées par l'OFEN

³ Moyenne pondérée en fonction du nombre de clients approvisionnés

installations d'une puissance comprise entre 30 et 150 kW, le prix s'est établi à 2,4 ct./kWh en 2023 (pour une couverture de la population de 80 %).

Le Tableau 1 montre l'évolution de la reprise de GO et de leur rétribution au fil des ans. Il indique que les installations d'une puissance inférieure à 30 kW ont reçu en moyenne pondérée 3,2 ct./kWh pour les GO au cours des six dernières années, tandis que les installations d'une puissance comprise entre 30 et 150 kW ont reçu 2,4 ct./kWh.

	2019	2020	2021	2022	2023
Taux de couverture de la reprise des GO pour les installations de moins de 30 kW (proportion de la population)	57%	61%	74%	76%	84%
Prix moyen de reprise des GO pour les installations de moins de 30 kW (ct./kWh)	3,4	3,4	3,3	3,2	2,9
Taux de couverture de la reprise des GO pour les installations de 30 à 150 kW (proportion de la population)	44%	53%	63%	66%	80%
Prix moyen de reprise des GO pour les installations de 30 à 150 kW (ct./kWh)	2,5	2,6	2,3	2,6	2,4

Tableau 1 : Évolution des conditions de reprise et de rétribution volontaire des GO par les gestionnaires de réseau : proportion de la population bénéficiant de la reprise et prix de reprise pondérés en fonction du nombre de clients approvisionnés, pour deux classes de puissance

Compte tenu du prix de marché de référence, les rétributions moyennes, dans les zones de desserte avec reprise des GO se seraient élevées à 13,5 ct./kWh respectivement 12,7 ct./kWh pour les deux classes de puissance au cours des six dernières années. La TVA, qui viendrait s'ajouter à ce montant, n'est pas prise en compte. Ces montants sont globalement nettement supérieurs aux rétributions versées en vertu du droit en vigueur, lesquelles se sont élevées, pendant la même période, à 10,2 ct./kWh en moyenne pour les petites installations d'une puissance ne dépassant pas 10 kW⁴.

2.3.2 Rétribution minimale pour les installations photovoltaïques

Les paramètres fondamentaux pour la rentabilité des installations de référence sont décrits ci-dessous, et des hypothèses sont établies. Enfin, le montant des différentes rétributions minimales est déterminé sur la base de ces paramètres. Dans le domaine du photovoltaïque, trois installations de référence et donc trois rétributions minimales sont définies. De plus, la distinction est faite entre deux classes de puissances, lesquelles s'inspirent des classes de puissance pour la rétribution unique, soit une première classe de 0 à moins de 30 kW et une seconde de 30 kW à 150 kW. Dans la classe de puissance de 30 à 150 kW, on distingue en outre entre les installations avec et sans consommation propre. Le Tableau 2 présente un récapitulatif des différentes hypothèses pour les installations de référence et pour les deux classes de puissance. Ces hypothèses sont ensuite étayées.

Hypothèses en fonction des installations de référence

Puissance	kW	15	90	90
Exploitant assujéti à la TVA		Non	Oui	Oui
Part de consommation propre	%	40	60	0

⁴ www.vese.ch > Medien/Downloads > Medienmitteilungen/Communiqués de presse > 19 septembre 2022 > [Rétributions pour l'énergie solaire de 2015 à 2023](#)

Tarif de l'électricité	ct./kWh	29,0 (y c. TVA)	23,6 (hors TVA)	Non pertinent car sans consommation propre
Coûts spécifiques de l'installation	CHF/kW	2650 (y c. TVA)	1554 (hors TVA)	1554 (hors TVA)
Coûts totaux	CHF	39 750 (y c. TVA)	139 860 (hors TVA)	139 860 (hors TVA)
Rétribution unique	CHF	5700	28 800	40 500
WACC	%	4,55	4,55	4,55
Déduction fiscale	CHF	6810	22 212	19 872
Rendement spécifique au début de l'exploitation	kWh/kW	1000	1000	1000
Dégradation des modules	En % par an	0,15	0,15	0,15
Coûts d'entretien	ct./kWh	3	2	2
Durée de vie	Années	25	25	25
Revenu tiré des GO	ct./kWh	2,4 (y c. TVA)	1,7 (hors TVA)	1,7 (hors TVA)

Tableau 2 : Hypothèses concernant la rentabilité des installations de référence pour la détermination des tarifs minimaux

Puissance et TVA

Les installations d'une puissance de 15 kW respectivement de 90 kW sont des installations de taille représentative des deux catégories de puissance. Une puissance de 15 kW représente la puissance moyenne des installations de moins de 30 kW annoncées pour un encouragement. Une puissance de 90 kW représente la puissance moyenne des installations d'une puissance dans la classe de puissance allant de 30 à 150 kW. Ces installations servent par conséquent d'installations de référence. Les installations d'une puissance de 15 kW, du fait de leur taille, se trouvent surtout dans les maisons individuelles. Les exploitants sont généralement des particuliers, qui s'acquittent de la TVA lorsqu'ils investissent dans l'installation photovoltaïque ou règlent d'autres coûts (p. ex. pour l'achat d'électricité). Comme ils ne sont en principe pas eux-mêmes assujettis à la TVA, ils ne peuvent pas faire valoir une déduction de la TVA et ils en assument la charge fiscale. Une installation de 90 kW comprend une surface de modules d'environ 450 mètres carrés. On part donc du principe qu'elle est exploitée par une entreprise. Un tel exploitant peut, contrairement à un particulier non assujetti, prétendre à une déduction fiscale sur son investissement dans l'installation photovoltaïque et sur les autres coûts. Le calcul des rétributions minimales repose donc sur des hypothèses en matière de TVA qui divergent en fonction de l'installation de référence.

Part de consommation propre

Les données de mesure enregistrées auprès de Pronovo ont été utilisées pour déterminer les parts de consommation propre. Dans le cas d'installations avec consommation propre à partir de 30 kVA de puissance de raccordement au réseau de l'échangeur, la production ainsi que l'injection sont mesurées par le gestionnaire de réseau, qui les transmet à Pronovo. La consommation propre peut en être directement déduite. Lorsque la puissance de raccordement au réseau est inférieure à 30 kVA, seule l'injection est mesurée et transmise à Pronovo. Pour calculer la part de consommation propre, on a par conséquent déterminé la production annuelle par installation en multipliant la puissance installée de l'installation par le rendement spécifique moyen annuel observé en Suisse. En moyenne des années 2020 à 2022, la part de consommation propre des installations d'une puissance inférieure à 30 kW était de 37 %, et celle des installations d'une puissance allant de 30 à 150 kW, de 60 %. Un

relevé effectué par l'OFEN⁵ a également abouti à une part de 60 % pour les installations à partir d'une puissance de 30 kW. Pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, par contre, le relevé a abouti à une part de consommation propre de 45 %, d'où la valeur globale retenue de 40 % pour ces installations. À partir d'une puissance de 30 kW, on peut en outre partir du principe que les installations sont aussi, de plus en plus souvent, réalisées sans consommation propre. En atteste notamment le nombre croissant de demandes de rétribution unique élevée⁶ soumises à Pronovo pour ce type d'installations. Étant donné que ces installations, tout comme les très petites centrales hydroélectriques (voir point suivant), ne peuvent pas bénéficier des revenus découlant de la consommation propre, elles bénéficient d'un tarif minimal spécifique. On renonce à cette distinction dans les cas d'installations d'une puissance inférieure à 30 kW, car elles sont presque toujours associées à de la consommation propre.

Tarifs d'électricité

Pour déterminer les revenus liés à la consommation propre, les tarifs d'électricité moyens des consommateurs finaux-types sur les trois dernières années (2022 à 2024) selon la Commission fédérale de l'électricité (ElCom)⁷ ont été pris en compte. Pour une installation de 15 kW, les tarifs utilisés sont ceux applicables au profil de consommation H4, TVA incluse, et pour une installation de 90 kW, ceux applicables au profil de consommation C3, hors TVA.

Coûts spécifiques de l'installation, rétribution unique et WACC (coût moyen pondéré du capital, Weighted Average Cost of Capital)

Les coûts correspondent aux coûts moyens observés selon les relevés de prix de l'OFEN pour les années 2018 à 2022⁸. Pour les installations de 15 kW, les prix s'entendent TVA comprise, et pour les installations de 90 kW, ils s'entendent hors TVA. La rétribution unique correspond aux taux applicables aux installations ajoutées à partir du 1^{er} avril 2025, compte tenu de l'adaptation des taux prévue dans le présent projet. Le WACC (coûts de capital) provient des relevés de l'OFEN⁹.

Déduction fiscale

Les particuliers peuvent déduire du revenu imposable l'investissement dans des installations photovoltaïques sur des bâtiments existants au titre de l'entretien du bien immobilier. Une étude de l'Association des producteurs d'énergie indépendants (VESE) montre qu'en fonction du lieu de résidence (taux d'imposition) et du revenu imposable, les économies fiscales réalisées représentent environ 15 à 30 % des coûts d'investissement¹⁰. En l'occurrence, pour les installations de 15 kW, le chiffre de 20 % a été retenu à des fins de simplification. Pour une installation de 90 kW, le même montant est admis, même si en réalité il est légèrement inférieur¹¹. Ce montant se réfère, dans chaque cas, aux coûts de l'installation hors encouragement.

Rendement spécifique, dégradation, coûts d'entretien et durée de vie

Le rendement spécifique par kilowatt de puissance installée, les hypothèses quant à la dégradation (baisse de la performance des modules) et celles relatives aux coûts d'entretien reposent sur une

⁵ [Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und der Zusammenschlüsse zum Eigengebrauch \(ZEV\) 2018 bis 2020 \(en allemand avec résumé en français\)](#)

⁶ [Rapports et Publications – Pronovo AG > Cockpit SRI](#)

⁷ www.elcom.admin.ch > Vue d'ensemble des prix de l'électricité

⁸ [Observation des prix de marché photovoltaïque 2022. Rapport final](#), OFEN 2023

⁹ www.ofen.admin.ch > Mesures d'encouragement > Énergies renouvelables > WACC – Taux d'intérêt calculé

¹⁰ [Fiscalité des installations photovoltaïques. Rapport final mis à jour](#), OFEN, 2023.

¹¹ [Steuerstandort / Unternehmensbesteuerung - Ansiedlung Schweiz \(ansiedlung-schweiz.ch\)](#) (en allemand uniquement)

étude scientifique réalisée par l'Institut Paul Scherrer (PSI)¹². La durée de vie admise est celle usuelle dans la branche, à savoir 25 ans (le PSI obtient 30 ans dans son étude).

Revenu tiré des GO

Les valeurs fixées pour les revenus tirés des GO correspondent à la moyenne des valeurs du Tableau 1. Pour les zones sans reprise volontaire des GO par les gestionnaires de réseau, le prix admis est de 0,5 ct./kWh, soit selon l'estimation de l'OFEN, le prix pouvant être obtenu actuellement sur le marché des GO.

Revenus non pris en compte

Les revenus supplémentaires provenant de la vente d'électricité à des prix dépassant le tarif minimal ne sont pas pris en compte. Cela signifie qu'une installation qui, en raison des prix de marché de référence, est amortie dès la moitié de sa durée de vie, continue tout de même à bénéficier d'un tarif minimal pour le reste de sa durée de vie.

Rentabilité et tarifs minimaux

Les tarifs minimaux nécessaires à l'amortissement des installations de référence ont été déterminés sur la base des hypothèses, au moyen du calculateur de rentabilité de Swissolar¹³. Le Tableau 3 montre les durées d'amortissement pour différents niveaux de rétribution. Compte tenu des rétributions découlant du prix de marché de référence et de la reprise de GO au cours des six dernières années, l'installation de référence de 15 kW est amortie en 16 ans. Le prix de marché de référence permet à lui seul, sans reprise de GO, un amortissement en 19 ans. Pour que cette installation de référence soit amortie sur une durée de vie de 25 ans, compte tenu des hypothèses ci-dessus (en particulier d'une reprise des GO à 2,4 ct./kWh), le tarif minimal doit s'élever à 5 ct./kWh, TVA incluse. **Le tarif minimal pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW s'élève donc à 4,6 ct./kWh, hors TVA.** Pour une installation de 90 kW avec consommation propre, l'amortissement est beaucoup plus rapide en raison des coûts d'investissement plus faibles et de la part plus élevée de consommation propre. **L'investissement peut alors être amorti en 8 ans, même avec une rétribution fixée à 0 ct. C'est pourquoi le tarif minimal est fixé ici à 0 ct./kWh.** Pour amortir une telle installation pendant sa durée de vie, il faudrait en théorie un tarif minimal de - 6,6 ct./kWh ; pour des motifs d'exécution¹⁴, le tarif est toutefois fixé à 0 ct./kWh. **Dans le cas d'une installation à 90 kW sans consommation propre, le tarif minimal doit s'élever à 6,7 ct./kWh, hors TVA.**

Installation à 15 kW	Prix de marché de référence moyen et prix de reprise moyen des GO de 2018 à 2023	Prix de marché de référence moyen de 2018 à 2023	Rétribution minimale et prix de reprise moyen des GO de 2018 à 2023
Rétribution de l'électricité grise	11,1 ct./kWh	11,1 ct./kWh	Rétribution minimale : 5 ct./kWh
Rétribution des GO	2,4 ct./kWh	0 ct./kWh	2,4 ct./kWh
Rétribution totale	13,5 ct./kWh	11,1 ct./kWh	7,4 ct./kWh

¹² [Stromspeicherung und Wasserstoff – Technologien, Kosten und Auswirkungen auf das Klima. Einschliesslich Aufdatierung der Kosten und Potenziale von Photovoltaik und Windenergie](#), OFEN 2022 (en allemand avec résumé en français)

¹³ www.swissolar.ch > Connaissances > Rentabilité > [Calculateur de rentabilité](#)

¹⁴ Si un tarif minimal négatif était fixé, les exploitants d'installation devraient rémunérer le gestionnaire de réseau pour l'injection.

Durée d'amortissement	16 ans	19 ans	25 ans
------------------------------	--------	--------	---------------

Tableau 3 : Durées d'amortissement de l'installation de référence de 15 kW pour différents scénarios de rétribution (hors TVA)

Installation de 90 kW avec consommation propre	Prix de marché de référence moyen et prix de reprise moyen des GO de 2018 à 2023	Prix de marché de référence moyen de 2018 à 2023	Rétribution minimale et prix de reprise moyen des GO de 2018 à 2023
Rétribution de l'électricité grise	10,2 ct./kWh	10,2 ct./kWh	Rétribution minimale : 0 ct./kWh
Rétribution des GO	1,7 ct./kWh	0 ct./kWh	1,7 ct./kWh
Rétribution totale	11,9 ct./kWh	10,2 ct./kWh	1,7 ct./kWh
Durée d'amortissement	6 ans	6 ans	8 ans

Tableau 4 : Durées d'amortissement de l'installation de référence de 90 kW avec consommation propre pour différents scénarios de rétribution (hors TVA).

Installation de 90 kW sans consommation propre	Prix de marché de référence moyen et prix de reprise moyen des GO de 2018 à 2023	Prix de marché de référence moyen de 2018 à 2023	Rétribution minimale et prix de reprise moyen des GO de 2018 à 2023
Rétribution de l'électricité grise	10,2 ct./kWh	10,2 ct./kWh	Rétribution minimale : 6,7 ct./kWh
Rétribution des GO	1,7 ct./kWh	0 ct./kWh	1,7 ct./kWh
Rétribution totale	11,9 ct./kWh	10,2 ct./kWh	8,4 ct./kWh
Durée d'amortissement	12 ans	16 ans	25 ans

Tableau 5 : Durées d'amortissement de l'installation de référence de 90 kW sans consommation propre pour différents scénarios de rétribution (hors TVA).

Si les hypothèses concernant les paramètres devaient changer de manière significative à l'avenir, le Conseil fédéral se réserve la possibilité d'adapter les tarifs minimaux. Il devra alors veiller à ce que les conditions ne changent pas de manière excessive pour les installations existantes.

2.3.3 Rétribution minimale pour les très petites installations hydroélectriques

Les installations hydroélectriques d'une puissance installée¹⁵ inférieure à 300 kW ne figurent pas dans la statistique des aménagements hydroélectriques de l'OFEN. En 2019, la statistique sur les petites centrales hydroélectriques (*Statistik Kleinstwasserkraft*, en allemand uniquement) a offert une vue d'ensemble de ces installations. En Suisse, on recense environ 900 installations hydroélectriques

¹⁵ Conformément à l'art. 13 OEné, la puissance d'une installation hydroélectrique se rapporte à sa puissance théorique.

présentant une puissance installée inférieure à 300 kW. Sur ce nombre, 382 bénéficient de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et environ 330 disposent d'un financement des frais supplémentaires. Les 200 installations restantes ne reçoivent aucun soutien connu. Au total, elles injectent chaque année environ 70 GWh. La rétribution minimale revêt une importance à court et moyen termes en particulier pour ces dernières, car le financement des frais supplémentaires arrive à échéance en 2035 et les installations bénéficiant du SRI continuent à percevoir leur rétribution jusque dans les années 2030. Les installations hydroélectriques affichent des caractéristiques différentes des installations solaires. D'une part, les coûts d'installation sont plus élevés. D'autre part, la production est généralement plus constante. Les économies de coûts prises en compte dans le calcul de la rétribution minimale pour les installations photovoltaïques ne peuvent pas être appliquées aux très petites centrales hydroélectriques. Celles-ci n'ont pas bénéficié des rétributions uniques, et n'en bénéficieront pas à l'avenir, et ne tirent pas non plus d'avantage notable de la consommation propre. D'après l'encouragement actuel par le SRI, le taux le plus bas (production d'énergie la plus élevée, hauteur de chute la plus élevée, sans bonus d'aménagement des eaux) dans la classe de puissance envisagée (de 0 à 150 kW) serait de 21 ct./kWh. Cette valeur correspond à la valeur médiane des coûts de revient des 76 installations figurant dans la base de données de l'OFEN sur les coûts de revient (données provenant entre autres d'analyses sommaires) dont la puissance installée est inférieure à 150 kW. Étant donné que le tarif minimal ne vise pas à encourager la construction de nouvelles installations, mais à assurer la poursuite de l'exploitation des installations existantes, la rétribution minimale doit être nettement moins élevée. Le Conseil fédéral fixe donc la valeur de telle manière que les 20 % d'installations les plus efficaces dans la base de données (premier quintile, soit la première tranche de 20 %) se situent en dessus de la valeur. La valeur ainsi obtenue est de 12 ct./kWh.

2.4 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 2035¹⁶. 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.

2.5 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)

2.6 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 présente révision de l'OENE. Il introduit une GO pour les biocombustibles et biocarburants liquides ou gazeux ainsi que pour l'hydrogène d'origine non biogène (regroupés sous la dénomination « combustibles et carburants »). En fonction de leur provenance, ces substances jouent un rôle important pour assurer l'approvisionnement en électricité issue d'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 dès leur production ou leur importation et font l'objet d'un suivi jusqu'à leur consommation. S'ils 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 mettre clairement en lumière la plus-value écologique des combustibles et carburants enregistrés et permettre d'éviter les doublons. 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.

¹⁶ 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.

Le 1^{er} janvier 2025, le nouveau système de GO remplacera le service de clearing exploité par l'industrie gazière dans l'ensemble de ses fonctions. L'industrie gazière exploite ce service de clearing sur la base de l'art. 45e l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Oimpmin) 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 des GO pour les combustibles et carburants. C'est Pronovo AG, en tant qu'organe d'exécution visé à l'art. 64 LEn, qui se charge de l'application. S'agissant de l'exécution par l'OFEN, en revanche, aucun besoin en personnel additionnel n'est à prévoir. Dans le même temps, l'exécution d'instruments de la politique climatique ou énergétique est simplifiée en raison de l'introduction du système de GO, ce qui réduit les coûts liés à l'exécution dans ce domaine. 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 biocombustibles et biocarburants liquides ou gazeux ainsi que de l'hydrogène d'origine non biogène. 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 d'exécution 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 les échelons suivants 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 remplira 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)¹⁷.

La présente modification d'ordonnance s'appuie sur la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, en vigueur depuis 2012¹⁸. 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 ne suscitent pas d'incompatibilités avec le droit européen.

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 biocombustibles et les biocarburants liquides ou gazeux ainsi que pour l'hydrogène d'origine non biogène, désignés globalement par « combustibles et carburants » (voir art. 4a). S'agissant de l'hydrogène, dès le début tous les modes de production biogènes 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 biogènes sont recensées. Les combustibles ou carburants fossiles pourraient par la suite également être enregistrés. D'autres dispositions d'exécution figurent dans une nouvelle ordonnance du département, analogue à l'ordonnance du DETEC du 1^{er} 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. 4a Champ d'application

Let. a : Le système des GO pour les combustibles et carburants englobe les biocombustibles et biocarburants, que la présente ordonnance définit comme étant des combustibles et carburants

¹⁷ 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) 2023/2413, JO L du 31.10.2023.

¹⁸ 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.

liquides ou gazeux issus de la biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables. Cette définition de « biogène » (rendu en français, le cas échéant, par le préfixe « bio-») repose sur la législation sur l'imposition des huiles minérales, et s'applique en outre, par analogie, aux combustibles (voir aussi l'art. 7, al. 9, de la loi du 7 octobre 1983 sur la protection de l'environnement [LPE ; RS 814.01]). La législation sur l'imposition des huiles minérales définit le *biocarburant* comme un « carburant produit à partir de biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables » (art. 2, al. 3, let. d, de la loi du 21 juin 1996 sur l'imposition des huiles minérales [Limpmin ; RS 641.61]). Les termes « biogène » et « renouvelable » ont donc le même sens. La législation sur l'imposition des huiles minérales ne prévoit pas de définition de *biocombustible*, car celui-ci n'est pas assujéti à l'impôt sur les huiles minérales. Avec la révision de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2024 (FF 2022 2652), il est prévu de remplacer le terme « biogène » (ou le cas échéant, en français, le préfixe « bio-») par « renouvelable ». Dans le cadre du système de GO, l'hydrogène est considéré comme un biocombustible ou biocarburant lorsqu'il est fabriqué à partir de la biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables. 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 ou dans le registre national des 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. b : En plus du biohydrogène visé à la let. a, le système des 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.

Art. 4b Obligations

Al. 1 : Les producteurs en Suisse doivent faire enregistrer leurs installations de production, après leur mise en service, dans le système suisse des GO, et y faire inscrire régulièrement les combustibles et carburants produits. Dans la présente révision de l'OENE et dans la nouvelle ordonnance du département sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants, 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 du 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 le registre 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 du registre pourra ainsi servir, à l'avenir, au contrôle des critères écologiques pour la mise sur le marché de 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, la possibilité d'un transfert automatique des données d'enregistrement est actuellement examinée. Aucun nouvel émolument n'est perçu pour l'enregistrement d'une telle installation. De plus, les installations qui ne vendent pas de garanties d'origine ne paient pas d'émoluments pour l'établissement des GO (révision de l'annexe 3 de l'ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie [Oémol-En ; RS 730.05]). En outre, les GO pour le gaz doivent 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, à savoir que ce sont eux (et non les producteurs à l'étranger) qui doivent faire procéder à un

enregistrement unique, dans le système de GO suisse, des installations qui produisent le combustible ou le carburant importé. Ils sont ensuite responsables de la saisie des quantités importées dans le système de GO. 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 biogènes et fossiles, ces obligations concernent les parts biogènes.

À l'heure actuelle, une *base de données de l'Union* reposant sur l'art. 31^{bis} de RED II est mise en place pour assurer la transparence et la traçabilité des biocombustibles et biocarburants ainsi que l'harmonisation des flux de données entre les États membres et entre leurs bases de données. Lorsque la solution de l'Union européenne (UE) sera en service et que l'accès sera ouvert à des pays tiers, des acteurs suisses pourront 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 massique¹⁹ peuvent toutefois être enregistrés dès le début dans le système de GO, même sans la base de données de l'Union, et les documents d'accompagnement des lots déclarés selon la méthode du bilan massique peuvent servir de documentation dans le système de GO (voir point suivant).

Al. 3 : Les importations de biocombustibles ou biocarburants 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, de RED II, 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.

Al. 4 : Cette disposition permet d'éviter que la validité des GO arrive à échéance pendant la durée de l'entreposage et avant que les combustibles et carburants soient utilisés (voir aussi l'art. 4c, al. 1, let. e).

Al. 5 : Il existe des exceptions aux obligations de faire enregistrer une installation de production ainsi que le combustible ou carburant produit ou importé. Ces obligations ne s'appliquent pas en cas de production en Suisse de petites quantités d'hydrogène utilisé à des fins autres que le carburant, ou de biocombustibles (*let. a*). L'exception ne s'applique pas à la production en Suisse de biocarburants, 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 le système. 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 Limpmin ou dans une cartouche de réserve. 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.

¹⁹ Un bilan massique selon RED II permet de mélanger des lots de matières premières biogènes ou de biocarburants 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 le combustible ou le carburant correspondant quitte le système parce qu'il est consommé, exporté ou entreposé. Tel est le cas lorsqu'un carburant ou combustible est remis au consommateur final ou à une station-service (*let. a*). Les exploitants de stations-service ne doivent pas les annuler eux-mêmes, mais ce sont leurs fournisseurs qui procèdent à l'annulation. Lorsqu'une garantie d'origine a été établie pour une certaine quantité d'hydrogène et que cette quantité est ensuite utilisée comme matière première, par exemple dans l'industrie pharmaceutique ou chimique, elle est considérée comme consommée, ce qui conduit à l'annulation de la GO concernée. Les GO doivent également être annulées en cas de consommation propre (*let. b*). La consommation de carburant sur place ou la transformation en chaleur utilisée sur place en sont des exemples. Les GO doivent également être annulées en cas de transformation en un autre agent énergétique (*let. c*), notamment s'il y a conversion en électricité ou transformation en chaleur utilisée ailleurs. Pour toute annulation en lien avec la remise de gaz biogènes en tant que carburant ou combustible, les quantités consommées en kilogrammes doivent par ailleurs être mentionnées. 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. d*). Cela permet d'exclure l'éventualité que la 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 pour l'électricité 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. Lorsqu'un combustible ou carburant liquide est entreposé physiquement dans les réserves obligatoires pendant au moins douze mois, les GO correspondantes doivent être annulées (*let. e*). Lorsqu'un combustible ou carburant sort des réserves obligatoires, une nouvelle GO est établie sur la base de celle qui a été précédemment annulée (voir art. 4b, al. 4). Cette disposition permet d'éviter que la validité des GO arrive à échéance pendant l'entreposage. En pratique, il n'existe actuellement pas d'autres cas de figure où un combustible ou carburant est entreposé physiquement plus de douze mois avant sa mise à la consommation. L'utilisation prévue doit être indiquée au moment de l'annulation.

Sur la base de l'art. 45e, al. 3, Oimpm, les fournisseurs et les vendeurs de gaz naturel doivent par ailleurs déclarer au registre trimestriellement 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'Oimpm constitue la base légale pour cette annonce.

Al. 2 : Les détenteurs de GO procèdent aux annulations dans la base de données de l'organe d'exécution une fois par mois. En cas de remise de gaz biogènes comme carburant ou combustible, l'annulation doit intervenir au plus tard le 25 du mois suivant.

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

Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (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 une nouvelle ordonnance du département sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants.

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 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}, LEné). Les installations solaires ou éoliennes d'intérêt national situées dans les zones concernées, mais en dehors d'objets visés à l'art. 5 de la loi fédérale du 1^{er} juillet 1966 sur la protection de la nature et du paysage (LPN ; RS 451), bénéficient d'avantages (voir 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 sensiblement 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 réalisées²⁰.

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 national²¹. 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}, LEn. 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 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 être pris en compte.

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}, LEn, il n'en découle pas fondamentalement de nouvelles exigences à remplir pour de telles planifications. La réalisation d'une pesée des intérêts complète menée au niveau requis était déjà nécessaire jusqu'à présent pour la définition des zones appropriées visées à l'art. 10, al. 1, LEn²². Pour ce faire, les différents enjeux doivent être examinés dans le cadre de documents de base suffisamment détaillés.

La Confédération a déjà vérifié si ces exigences sont remplies avant la dernière révision en date de la LEn, 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

²⁰ Christoph Jäger/Andrea Schläppi, Obligations d'aménagement résultant de l'art. 10 LEn, 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.

²¹ Jäger/Schläppi, ch. marg. 45.

²² 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.

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. 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 (fossés, pentes abruptes, forêts, biotopes y c. zones tampon, etc.) ou des infrastructures préexistantes (routes, remontées mécaniques, bâtiments, lignes électriques, etc.). 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 la présence de plusieurs champs de modules ne peut être envisagée que si les espacements 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.

Les *al. 2 et 3* définissent les seuils à partir desquels une installation 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 17 GWh sur le Plateau. Pour les installations solaires thermiques, le seuil est également de 5 GWh de production pendant l'hiver (énergie thermique). En termes de surface, cela correspond à 5 à 8 hectares, pour un rendement annuel de 15 à 20 GWh. En cas de rénovation d'installations existantes, celles-ci revêtent un intérêt national si, après rénovation, elles atteignent le seuil d'une nouvelle installation. 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. L'installation agrandie revêt un intérêt national si, du fait de l'agrandissement, sa production augmente d'au moins 20 % ou 2,5 GWh (*al.* 3). Cette précision permet de tenir compte du fait que chaque agrandissement représente une atteinte technique supplémentaire à la nature et que, par conséquent, l'agrandissement d'une installation solaire ne se justifie que s'il est notable.

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 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.

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

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

Il découle *a 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 d'accès, 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 établit donc que des infrastructures en lien avec le développement de centrales et qui ne sont pas citées à l'annexe 2 sont exemptées de l'obligation de planification, pour éviter qu'un projet prévu par le législateur dans l'annexe 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 1^{er} 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 »²³.

²³ Ch. 3 de la déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique

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. L'al. 1 énonce cette nouvelle obligation. Les mesures doivent avoir pour but de compenser les éventuels dommages cumulés 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 (al. 2). 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. 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.

Les mesures de compensation doivent répondre au principe de proportionnalité. 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 l'atteinte à la biodiversité et au paysage occasionnée par le projet (al. 3). 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.

Art. 12, al. 1 et 1^{bis}

Le prix du marché moyen sur un trimestre visé à l'art. 15 correspond au prix de marché moyen visé à l'art. 23 LEne dans le système de rétribution de l'injection (al. 1). Une différence dans le calcul de ces deux prix de marché moyens ne se justifie pas.

L'al. 1^{bis} fixe le montant minimal légal des rétributions (voir le chap. 2.3 ci-avant sur le calcul du montant de la rétribution). La rétribution minimale doit permettre aux exploitants d'installations d'amortir leur installation même si les prix de marché moyens sont fortement à la baisse en raison de turbulences. Étant donné que des installations de production d'électricité à partir d'énergies

renouvelables sollicitent généralement un soutien, et peuvent, au moins pour certaines, recourir à la consommation propre, les rétributions minimales pour les installations photovoltaïques sont très faibles, si tant est qu'elles soient nécessaires. S'agissant des installations à partir de 30 kW avec consommation propre, un amortissement est possible bien avant la fin de la durée de vie, même sans rétribution minimale.

En ce qui concerne les très petites installations hydroélectriques, la rétribution minimale allait jusqu'à maintenant surtout à des installations qui ne bénéficient pas de la rétribution de l'injection ni du financement des frais supplémentaires, d'où une rétribution minimale plus élevée. Il s'agit, à l'heure actuelle, d'une faible quantité d'énergie ; de plus, les exploitants des installations sont, dans certains cas, les gestionnaires d'un réseau de distribution eux-mêmes. À partir de 2035, des installations bénéficiant aujourd'hui du financement des frais supplémentaires seraient également concernées.

Art. 14, al. 3

L'utilisation de la ligne de raccordement et du point de raccordement correspondant (aussi appelé « point de connexion » dans la documentation de la branche) permet en particulier aux propriétaires fonciers ayant des bâtiments préexistants de constituer un RCP sans devoir poser des lignes supplémentaires pour autant que le niveau de tension soit inférieur à 1 kV (basse tension). 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, bornes de sortie dans l'armoire de distribution ou les bornes de dérivation sur les lignes aériennes en câbles) que des barres collectrices et des dispositifs de sécurité dans une armoire de distribution ou d'autres éléments similaires du réseau de distribution équipant les mêmes barres collectrices dans un transformateur.

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.

Art. 16a Facturation des coûts externes

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. La *let. b* règle la gestion des coûts occasionnés pour la distribution interne dans un très grand RCP (voir chap. 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 sont facturés aux locataires et aux preneurs à bail, comme jusqu'à présent, en fonction de la consommation (*al. 2*).

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

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 internes effectifs, comme jusqu'à présent, à condition de tenir compte des recettes provenant de l'injection (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. 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) 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 des coûts internes, au maximum la moitié des économies réalisées (let. b), comme jusqu'à présent.

Art. 18, al. 5 et 6

Le gestionnaire de réseau transmet aux propriétaires fonciers les informations nécessaires à la constitution d'un RCP dans un délai de 14 jours (al. 5), soit une réglementation analogue à celle des communautés électriques locales. Ces informations comprennent par exemple la topologie du réseau, la situation du raccordement au réseau et les consommateurs, les installations de production et les installations de stockage (accumulateurs) concernés.

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, LEné). 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.

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 Objectif

L'al 1 prévoit que les fournisseurs d'électricité doivent atteindre chaque année civile des économies d'électricité par des gains d'efficacité représentant 2 % 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 moyen des trois dernières années civiles ayant fait l'objet d'une communication. Les volumes de ventes par année civile doivent être communiqués à l'OFEN chaque année (voir art. 51f). 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 de travail pour le calcul d'un objectif en matière d'efficacité et le traitement des justificatifs serait disproportionnée par rapport aux économies attendues. Il n'existe pas d'indications quant au nombre de fournisseurs concernés. Au vu de la structure de l'approvisionnement à petite échelle en Suisse, l'OFEN part du principe qu'avec la limite de vente fixée à 10 GWh, environ 350 à 400 fournisseurs d'électricité auraient à l'avenir un objectif d'économie à atteindre. Cependant, les fournisseurs d'électricité pour lesquels un objectif est fixé fournissent vraisemblablement plus de 95 % de l'électricité consommée en Suisse.

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 écoulee auprès des consommateurs finaux chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins 20 % de la valeur ajoutée brute (intensité électrique ; *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. 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 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 (*let. b*).

Art. 51b Mesures

L'approche adoptée pour les gains d'efficacité repose sur des mesures, de façon similaire aux conventions d'objectifs conclues par des entreprises dans le cadre de la mise en œuvre de la LENE ou de l'article sur les gros consommateurs. Pour être approuvée, et donc prise en compte, une mesure doit remplir plusieurs conditions (*al. 1*) :

- a. Elle doit s'appuyer sur les meilleures technologies disponibles. Il doit donc s'agir d'une solution présentant une efficacité énergétique supérieure aux solutions usuelles dans la branche.
- b. Elle doit 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 obtenues par les mesures se calculent sur la durée d'impact typique des mesures ou la durée de vie des appareils ou installations concernés (*al. 2*).

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. 51c 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 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 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 le catalogue des mesures standardisées ainsi que les protocoles d'économie correspondants, et les adapte le cas échéant.

Art. 51d Mesures non standardisées

Contrairement aux mesures standardisées, les mesures non standardisées sont soumises à un examen préalable et à l'approbation de la Confédération, et doivent satisfaire au moins les critères énoncés aux art. 51b et 51e. Les documents suivants doivent être soumis à l'OFEN pour examen en vue de l'approbation (*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, approuver une mesure non standardisée en assortissant de charges et conditions (*al. 2*). Pour, au terme de la mise en œuvre, annoncer en bonne et due forme les économies d'électricité réalisées (voir art. 51h), l'OFEN met à la disposition des fournisseurs d'électricité un protocole d'économie correspondant à la mesure approuvée (*al. 3*). Les éventuelles charges et conditions y sont également consignées.

Art. 51e Mesures non prises en compte

Les mesures ne sont pas toutes prises en compte pour la réalisation de l'objectif. Ne sont pas prises en compte les mesures dont la mise en œuvre est imposée, sous cette forme ou une autre, par une prescription légale. Les mesures donnant droit à des aides financières de la Confédération ou un canton ne sont pas non plus prises en compte (*let. a et b*).

Les ventes d'électricité aux consommateurs à forte intensité électrique 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*).

Les conventions d'objectifs conclues avec la Confédération ou un canton incluent des mesures d'ordre économique visées à l'art. 39, al. 1^{bis}, OEnE. Chez les consommateurs finaux ayant conclu une convention d'objectifs, les mesures concernées ne sont pas prises en compte, en plus, dans l'objectif fixé aux fournisseurs d'électricité (*let. d*). Chez les consommateurs finaux ayant conclu une convention, les mesures non rentables sont tout de même prises en compte.

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*).

Art. 51f Obligations de communication

L'*al. 1* prévoit que les fournisseurs d'électricité communiquent 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 mégawattheures (MWh) (*let. a*). Ce faisant, ils indiquent séparément la part des ventes d'électricité relevant de l'approvisionnement de base (*let. b*) et aux consommateurs finaux à forte intensité électrique visés à l'art. 51a, al. 2 (*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 première communication du volume des ventes d'électricité visée à l'al. 1, les indications ci-dessus doivent en outre être communiquées pour les trois années civiles précédentes (*al. 2*).

[L'illustration 2](#) présente le calendrier du processus d'annonce, de communication et de fixation de l'objectif.

Art. 51g Fixation de l'objectif

L'OFEN fixe chaque année, jusqu'au 30 novembre, le volume de référence en matière de vente pour chaque fournisseur d'électricité, en MWh (*let. a*) ainsi que l'objectif à atteindre, en MWh (*let. b*) pour l'année civile suivante (voir [illustration 2](#)).

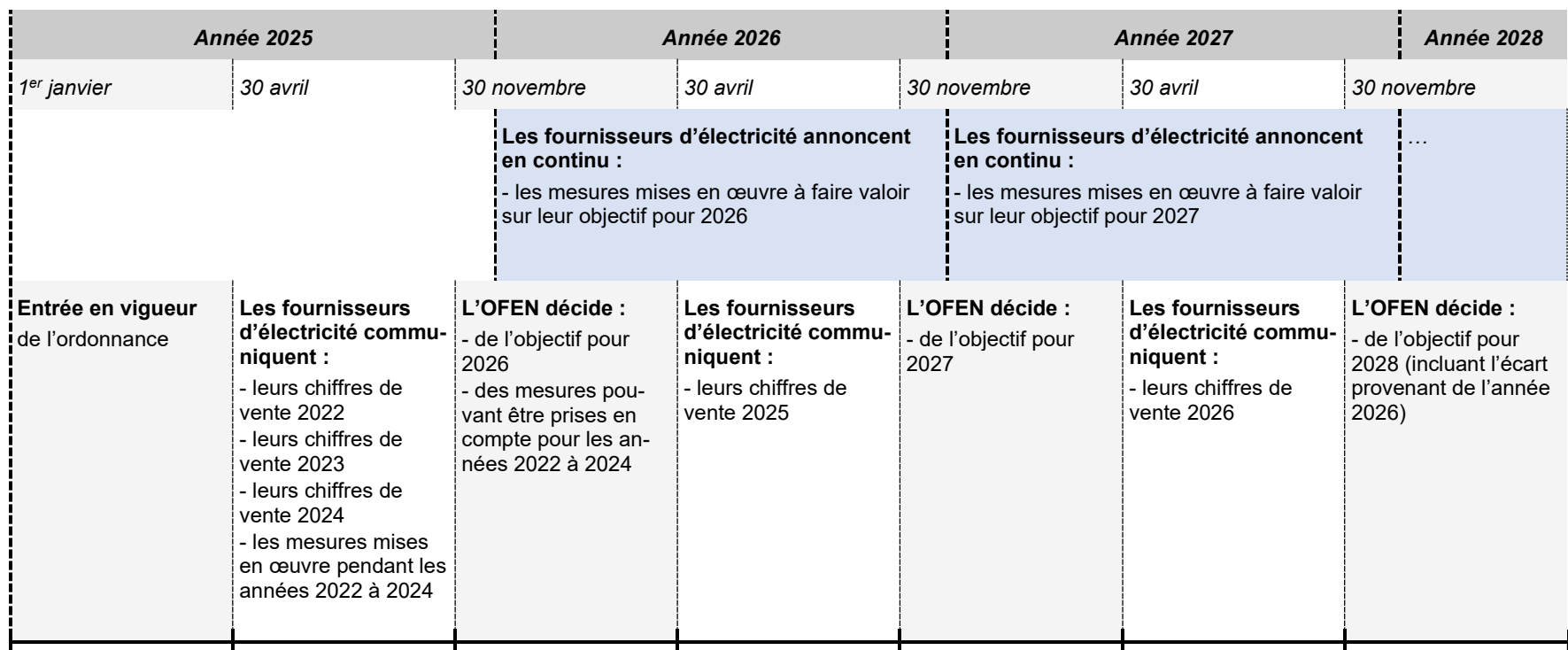


Illustration 2 : Calendrier du processus d'annonce, de communication et de fixation de l'objectif.

Art. 51h 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 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*). La documentation comprend également les fiches techniques indiquées dans le protocole d'économie, qui attestent les économies d'électricité (*let. b*), ainsi que les justificatifs attestant la mise en œuvre de la mesure et la période (*let. c*).

Si un fournisseur d'électricité n'atteint pas l'objectif fixé, la part d'objectif non réalisée la première année s'ajoute 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
Écart entre l'objectif et les économies réalisées pour l'année A	+ 20 GWh	- 15 GWh
Objectif pour l'année A+2	125 GWh	90 GWh

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

Art. 51i Contrôle

L'OFEN contrôle 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 usuelles habituelles de travail (*let. b*).

Si le contrôle montre que les mesures annoncées ne remplissent pas les exigences techniques et légales définies et 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.

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).

Art. 51j 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*). En outre, la proportion de fournisseurs d'électricité qui ont manqué, atteint ou dépassé l'objectif fixé est également publiée (*let. b*). Enfin, 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*).

Art. 51k Disposition pénale

Les dispositions portant sur les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité contiennent une disposition pénale. Est punissable en vertu de l'art. 70, al. 1, *let. g*, LEnE quiconque, intentionnellement, omet de communiquer des ventes d'électricité ou fournit des indications erronées sur les ventes d'électricité ou les mesures annoncées.

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

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 des 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 complété par la notion de « portée », car c'est une caractéristique centrale d'un projet phare, qui est déterminante pour une communication réussie à son sujet.

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, et 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. 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 biocombustibles ou biocarburants liquides ou gazeux et d'hydrogène non biogène 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 OEne, l'OFEN doit par conséquent publier, sous la forme d'une vue d'ensemble, les données concernant les installations de production de biocombustibles et biocarburants ainsi que d'hydrogène non biogène (géodonnées).

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 et l'OFAC, ont accès aux données provenant de la base de données des GO 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 LEne (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. 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 1^{er} janvier 2025. Pour ce faire, les données traitées par le service de clearing doivent être transférées dans le registre (*al. 1*). En raison du décalage dans le temps entre la production et

l'annonce des quantités produites, le service de clearing maintiendra son activité jusqu'à fin février 2025. Il traitera les dernières données transmises sur la base des dates de publication de l'année 2024, puis les transmettra au registre. L'organe d'exécution établit de nouvelles GO dans sa propre base de données pour les quantités de biogaz suisse produites jusqu'au 31 décembre 2024 et annoncées au service de clearing jusqu'au 28 février 2025 (*al. 2*). Il établit également des GO pour les certificats de biogaz étrangers documentés par le service de clearing à partir du 1^{er} avril 2021 et jusqu'au 31 décembre 2024 (*al. 3*). Pour les certificats de biogaz étrangers documentés jusqu'au 31 mars 2021, l'organe d'exécution n'établit des GO que si les détenteurs peuvent attester du respect des exigences écologiques édictées par les principes directeurs de l'industrie gazière pour le biogaz²⁴ en vigueur depuis le 1^{er} avril 2021 (*al. 4*).

Les GO établies sur la base de certificats étrangers ont la durée de validité normale, à savoir douze mois. Les GO pour les quantités de biogaz produites en Suisse ont une durée de validité spéciale de soixante mois. 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.

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 aux art. 51b et 51e. Les fournisseurs d'électricité peuvent faire valoir les mesures pouvant être prises en compte au plus tard la troisième année (*al. 2*).

7. Commentaire de l'annexe

1. Ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (Oimpmin ; RS 641.611)

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 registre des GO.

Art. 41, al. 1^{bis}

On renonce à la déclaration fiscale périodique pour les établissements de fabrication de biocarburants 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.

²⁴ 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 1^{er} avril 2021.

Art. 45e

Le système de GO pour les combustibles et carburants assumera entièrement les tâches et les fonctions du service de clearing de l'industrie gazière. Les annonces visées à l'art. 45e Oimpmi ne passeront donc plus par le service de clearing, mais par le système de GO (l'organe d'exécution visé à l'art. 64 LEne). En outre, les fabricants de biogaz, de biohydrogène ou de gaz synthétiques, mais également les fabricants de biocarburants liquides, sont tenus de déclarer à l'OFDF les quantités produites et de procéder à la déclaration fiscale via le système des GO. Ainsi, tous les biocarburants produits en Suisse sont dans un premier temps annoncés dans le système des GO, lequel transmet ensuite les données requises à l'OFDF. Les termes « biogaz, biohydrogène ou gaz synthétique » sont donc remplacés par « biocarburants ».

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 la nouvelle ordonnance du département sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants, car la base légale pour ces tâches ne se trouve pas dans la LEne.

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.

3. 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 3

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.

4. 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.