



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Novembre 2026

Rapport explicatif concernant la révision de novembre 2026 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Table des matières

1.	Présentation du projet.....	1
1.1	Garanties d'origine utilisées en priorité dans l'approvisionnement de base.....	1
1.2	Exigences posées au produit électrique standard dans l'approvisionnement de base.....	1
1.3	Disposition particulière s'appliquant aux coûts de réseau imputables	1
1.4	Communautés électriques locales	2
2.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	2
3.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	3
4.	Commentaire des dispositions.....	3

1. Présentation du projet

1.1 Garanties d'origine utilisées en priorité dans l'approvisionnement de base

L'attribution à l'approvisionnement de base des garanties d'origine (GO) provenant de la production propre élargie doit dorénavant correspondre à la quantité d'énergie provenant de celle-ci qui lui est destinée. Un lien direct est ainsi établi entre l'énergie vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base et les GO concernées.

Les GO correspondant à la production propre élargie doivent en outre être utilisées en priorité pour la quantité d'énergie prise en compte dans les coûts de revient du gestionnaire de réseau (part minimale de 50 %). S'agissant des quantités d'énergie qui ne sont pas prises en compte dans les coûts de revient, mais qui ont par exemple fait l'objet de contrats d'achat, il n'existe pas d'obligation d'utiliser ces GO. Celles-ci conservent ainsi leur valeur de marché et peuvent être vendues.

1.2 Exigences posées au produit électrique standard dans l'approvisionnement de base

L'approvisionnement de base comprend un produit électrique standard incluant une part minimale d'énergies renouvelables indigènes, fixée à deux tiers. Avec l'introduction du marquage de l'électricité trimestriel, en vertu de l'art. 4b en vigueur, cette part devrait être respectée chaque trimestre dès l'année tarifaire 2028. La branche craint toutefois un problème de liquidité pendant les trimestres d'hiver en ce qui concerne les GO pour l'électricité issue de sources renouvelables, ce qui pourrait donner lieu à des tarifs beaucoup plus élevés.

À l'échelon de la loi, il est prévu que le produit électrique standard se base « en particulier » sur l'utilisation d'énergie indigène issue de sources renouvelables (art. 6, al. 2^{bis}, LApEI). Le Conseil fédéral a précisé cette formulation ouverte dans le cadre de l'ordonnance en prescrivant la proportion de deux tiers. Au cours des délibérations parlementaires, l'expression « en particulier » avait été interprétée comme signifiant « autant que possible ». Dans le même temps, l'administration a systématiquement fait remarquer qu'un marquage de l'électricité trimestriel pouvait déboucher sur une pénurie de GO, en particulier en hiver.

Des chiffres actuels montrent que la disponibilité des GO fluctue nettement selon qu'une année enregistre de fortes ou de faibles précipitations, ce qui peut conduire à une disponibilité restreinte de GO, principalement pendant le premier et le quatrième trimestre.

De plus, si la demande dépassait largement l'offre, les prix risqueraient de se maintenir à un niveau élevé. Les coûts, notamment dans le cas du produit électrique standard, seraient alors revus à la hausse.

La solution transitoire proposée prévoit une introduction progressive en ce qui concerne la proportion de deux tiers prescrite. Ainsi, le système et les acteurs du marché peuvent s'adapter par étapes aux nouvelles exigences. Si la pression sur les prix devenait excessive, le Conseil fédéral pourrait intervenir. Le produit électrique standard doit être examiné chaque année et la communication des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), adaptée en conséquence.

1.3 Disposition particulière s'appliquant aux coûts de réseau imputables

Lors de la constitution d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), d'un RCP virtuel ou d'une communauté électrique locale (CEL), les personnes intéressées sont renvoyées vers le GRD. Elles doivent par exemple être informées de la topologie du réseau afin d'évaluer quels autres consommateurs finaux ou producteurs entrent en ligne de compte pour la constitution d'un

RCP ou d'une CEL. L'art. 18, al. 5, de l'ordonnance sur l'énergie (OEne ; RS 730.01) et l'art. 19g, al. 3, let. a, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) prévoient un devoir d'informer incombant au GRD dans ce domaine.

L'Office fédéral de l'énergie et la Commission fédérale de l'électricité ont reçu de nombreuses questions portant sur les coûts en lien avec la constitution ou l'exploitation d'un RCP ou d'une CEL. Un certain nombre de GRD facturent ces coûts individuellement, avec des montants dépassant parfois 500 francs, à titre de « taxe d'activation ». Étant donné que la manière de gérer de tels coûts n'est pas explicitement réglementée dans l'OApEI actuelle, cette situation doit être précisée dans le cadre de la présente révision d'ordonnance. Les coûts occasionnés aux GRD dans l'exécution des tâches publiques qui leur sont assignées par le législateur sont considérés comme des coûts de réseau imputables et ne peuvent dès lors pas être facturés individuellement.

1.4 Communautés électriques locales

Les installations de production bénéficiant d'un encouragement via le système de rétribution de l'injection (SRI) doivent être exclues de la participation aux CEL, et ce pour les raisons suivantes :

L'électricité provenant des installations de production d'une CEL doit en principe être écoulee au sein de celle-ci avec les GO concernées. Or, l'art. 12, al. 1, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (RS 730.03) prévoit que les exploitants d'installations participant au SRI doivent transmettre à l'organe d'exécution les GO relevées. Par conséquent, les GO provenant d'installations participant au SRI ne peuvent pas être écoulees au sein de la CEL. Pour ce motif, il faut partir du principe qu'en vertu du droit en vigueur, les installations bénéficiant au SRI ne peuvent déjà pas participer à une CEL. Afin de clarifier la question, le motif d'exclusion est désormais explicitement mentionné dans l'OApEI.

Le SRI a expiré fin 2022, comme prévu à l'art. 38 LEne. Depuis cette échéance, de nouvelles installations n'ont pu être admises dans le SRI que si elles bénéficiaient d'une décision de garantie de principe établie préalablement pour leur participation au système. Le concept de CEL a quant à lui été introduit en 2026, notamment pour inciter à la construction de nouvelles installations de production grâce à de meilleures conditions pour la vente d'électricité. La vente d'électricité provenant d'installations SRI existantes dans le cadre d'une CEL créerait un effet d'aubaine, car la rentabilité de l'exploitation des installations est déjà assurée dans le cadre du SRI, y compris lorsque l'électricité est vendue sur les marchés de l'électricité.

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

S'agissant des modifications portant sur les prescriptions concernant les GO ainsi que sur les RCP et les CEL, le projet n'aura en principe pas de répercussions sur le personnel et les finances de la Confédération, puisqu'il s'agit uniquement de préciser des processus déjà établis dans la pratique et des tâches que les GRD accomplissent d'ores et déjà. La prolongation du délai de mise en œuvre pour l'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans le produit électrique standard aura plutôt pour effet de réduire la progression des prix des GO observée actuellement.

Les modifications concernant les prescriptions applicables à l'approvisionnement de base ont en outre une portée limitée et ne génèrent pas de surcoûts. Leur mise en œuvre n'entraîne pas de conséquences financières.

3. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

Les présentes modifications ont une portée limitée et n'ont par conséquent que des conséquences économiques, environnementales ou sociales mineures. D'après les estimations, les coûts qui pourraient découler de la modification des tarifs d'utilisation du réseau en lien avec les RPC et les CEL devraient s'élever à quelques millions de francs.

4. Commentaire des dispositions

Art. 4, al. 3, let. d

L'*art. 4, al. 3, let. d*, prévoit actuellement que le GRD utilise en priorité les GO provenant de sa production propre élargie. La modification apportée précise à quelle partie de la production propre élargie s'applique l'utilisation prioritaire. Les GO correspondant à la production propre doivent être utilisés en priorité uniquement pour la quantité d'énergie provenant de la production propre élargie qui est prise en compte dans les coûts de revient de l'approvisionnement de base (part minimale d'électricité issue de la production propre élargie de 50 %, ou part plus élevée fixée individuellement). La priorité ne s'applique donc pas à la quantité d'énergie qui n'est pas prise en compte dans les coûts de revient de l'approvisionnement de base et qui est couverte, par exemple, par des contrats d'achat.

La GO revêt une certaine valeur et peut être vendue sur le marché. Or, la plus-value écologique est déjà incluse dans les coûts de revient. Lorsque la production propre est écoulée dans l'approvisionnement de base aux coûts de revient, la plus-value écologique doit donc également être attribuée à l'approvisionnement de base.

Art. 4b

L'*art. 4b* offre aux entreprises une marge de manœuvre pour remplir les exigences posées au produit électrique standard.

Le nouvel *al. 2* prévoit une introduction progressive de la proportion minimale de GO de deux tiers par trimestre pour les années tarifaires 2028 et 2029, afin de mieux prendre en compte la situation sur le marché des GO. La proportion de deux tiers, soit 66 %, est multipliée par des facteurs différents, ce qui permet cette progression. Pour l'année tarifaire 2028, un facteur 0,5 est appliqué (*let. a*) et pour l'année tarifaire 2029 (*let. b*), un facteur 0,75. À partir de l'année tarifaire 2030, la part minimale de deux tiers s'applique.

Le calcul se présente donc comme suit :

Pour l'année tarifaire 2028 : deux tiers multipliés par 0,5 = un tiers.

Pour l'année tarifaire 2029 : deux tiers multipliés par 0,75 = la moitié.

À partir de l'année tarifaire 2030 : deux tiers multipliés par 1 = deux tiers.

Art. 12a

L'*art. 12a* prévoit que les coûts de capital et d'exploitation liés à la constitution, au maintien ou à la dissolution d'un RCP ou d'une CEL sont considérés comme des coûts de réseau imputables et ne peuvent donc pas être facturés individuellement. Il s'agit en l'occurrence de frais encourus par le GRD pour des tâches qui lui incombent en vertu de la loi. Ces frais découlent notamment de la communication de la topologie du réseau, du traitement des demandes, de la vérification du respect des exigences légales et des adaptations internes du système requises dans le contexte de la constitution d'un RCP ou d'une CEL. En cas de changements parmi les participants à un RCP ou une CEL, par exemple en cas d'entrée ou de sortie de participants, ou si le représentant vis-à-vis de

l'extérieur change, les éventuels coûts liés à de tels changements sont également considérés comme des coûts de réseau imputables. Il en va de même de la mise à disposition des valeurs de courbe de charge. D'après le rapport explicatif concernant la modification de l'ordonnance sur l'énergie entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025, ces valeurs doivent être mises gratuitement à la disposition du RCP.

Le principe est que seuls des coûts appropriés sont considérés comme imputables.

Selon la pratique actuelle, les frais liés au démantèlement ainsi que les investissements non amortis peuvent, et pourront encore, être facturés individuellement. L'art. 3, al. 2^{bis}, de l'OApEI demeure valable : « Si un gestionnaire de réseau doit procéder à un changement de raccordement justifié par la consommation propre ou un regroupement pour la consommation propre, les coûts de capital qui en découlent pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement sont indemnisés proportionnellement par les consommateurs propres ou par les propriétaires fonciers du regroupement. » Une éventuelle modification de l'infrastructure de mesure, par exemple la mise à disposition d'une place de mesure pour un nouveau compteur principal dans un RCP, est à la charge des propriétaires fonciers.

Les frais courants pour la mesure à chaque point de mesure, qui sont facturés, ainsi que les coûts pour d'autres prestations de nature concurrentielle, ne relèvent pas de cette disposition.

Art. 19e, al. 6

Comme exposé au ch. 1.4, en cas de participation d'installations bénéficiant du SRI à une CEL l'obligation qui a cours actuellement, selon laquelle l'électricité produite localement et consommée au sein de la CEL doit être écoulee avec les GO concernées ne pourrait pas être mise en œuvre. Une telle participation représenterait en outre un effet d'aubaine, car la rentabilité de l'exploitation des installations est déjà assurée dans le cadre du SRI, y compris lorsque l'électricité est vendue sur les marchés de l'électricité. Pour ces différentes raisons, le nouvel al. 6 de l'art. 19e prévoit que les installations participant au SRI ne peuvent pas être utilisées dans le cadre d'une CEL.

Art. 19f, al. 2

À l'heure actuelle, l'art. 19f, al. 2, OApEI peut donner lieu à un malentendu. En effet, si l'électricité autoproduite doit être écoulee exclusivement dans le cadre de la CEL, un éventuel surplus de production ne pourrait pas être écoulee. Un tel surplus doit toutefois pouvoir être écoulee, par exemple sur le marché libre ou via l'obligation de reprise et de rétribution. La disposition est donc précisée et clarifiée avec la formulation « dans toute la mesure du possible ».