

La version allemande
fait foi.

Votre contact Thomas Porchet, Politique énergétique Suisse
E-mail thomas.porchet@axpo.com
Tél. T +41 56 200 31 45
Date 12 janvier 2026

Révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (indemnité de gestion pour les installations RPC en commercialisation directe) : prise de position du groupe Axpo

Monsieur le conseiller fédéral,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité de prendre position sur la révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) et sur les modifications apportées au calcul et au versement de la part variable de l'indemnité de gestion pour les installations RPC en commercialisation directe.

Observations générales

Axpo a pour ambition de rendre possible un avenir durable grâce à des solutions énergétiques innovantes. Axpo est la plus grande productrice suisse d'énergie renouvelable et une pionnière internationale dans le négoce d'énergie et la commercialisation de l'énergie solaire et éolienne. Plus de 7000 employés conjuguent l'expérience et le savoir-faire à la passion de l'innovation et à la recherche de solutions toujours plus efficaces. Axpo mise sur des techniques innovantes pour répondre aux besoins en constante évolution de sa clientèle présente dans plus de 30 pays en Europe, en Asie et en Amérique du Nord.

À propos du projet

Nous ne comprenons pas la procédure relative à la présente modification de l'ordonnance. La procédure de consultation a été ouverte le 1^{er} décembre 2025. À cette date, le DETEC avait déjà décidé qu'à partir du 1^{er} janvier 2026 et jusqu'à l'entrée en vigueur des présentes modifications, seule la part fixe de l'indemnité de gestion serait prise en compte pour le calcul et le versement de la part variable de l'indemnité de gestion pour les installations RPC en commercialisation directe. Les parts variables ne devraient être versées qu'au troisième trimestre 2026. Cette procédure crée une grande insécurité juridique pour les exploitants d'installations et les distributeurs directs. Le montant de la part variable reste incertain jusqu'à sa fixation définitive, tandis que les risques liés à l'énergie d'ajustement peuvent se concrétiser et entraîner des coûts. La question se pose également de savoir si le DETEC dispose actuellement de la compétence nécessaire pour ordonner cette réglementation transitoire.

De plus, le versement de la part variable de l'indemnité de gestion limité aux installations photovoltaïques tel qu'il est prévu désavantage toutes les autres technologies et constitue une autre subvention cachée qui n'est pas prévue par le législateur, contrairement à la consommation propre par exemple.

Outre ces objections fondamentales, la justification du changement de système ne semble pas non plus convaincante. L'étude sur laquelle repose la modification proposée part du principe que, pour toutes les technologies, à l'exception des installations photovoltaïques, les recettes et les coûts liés à l'énergie d'ajustement s'équilibrent dans le modèle à prix unique. Même si tel était le cas, cela n'exclut pas le risque pour certaines installations de devoir supporter les coûts liés à l'énergie d'ajustement. De plus, les flux de versements sont soumis à une certaine variabilité. Les coûts de l'énergie d'ajustement pourraient donc dépasser les recettes. Pour qu'un tiers soit prêt à assumer ces risques, une prime de risque pour la commercialisation directe est nécessaire, qui sera au final déduite de la recette des exploitants des installations. De plus, il n'est pas à exclure que certaines installations aient des difficultés à trouver un distributeur direct en raison de risques individuels élevés. Dans l'ancien modèle, l'acquisition et le regroupement coûteux d'installations pouvaient être financés par la réduction des coûts de l'énergie d'ajustement dans le portefeuille regroupé (effet de portefeuille dû à l'écart entre les prix à court terme et à long terme). Ce phénomène disparaîtra dans le nouveau système, de sorte que les nouveaux clients, en particulier, ne pourront plus bénéficier du tarif RPC initial. En fin de compte, cela va à l'encontre de l'idée d'une garantie d'achat à un prix fixe, telle qu'elle a été promise aux exploitants d'installations dans le système RPC d'origine. Enfin, les conclusions de l'étude sur laquelle repose la révision prévue de l'OENeR résultent d'une approche historique. Les adaptations de comportement du groupe-bilan dues à l'introduction du modèle à prix unique ne sont pas suffisamment prises en compte. Les prévisions concernant les coûts futurs de l'énergie d'ajustement sont donc particulièrement sujettes aux erreurs et ne devraient pas être utilisées pour modifier fondamentalement les conditions-cadres. Il convient au minimum de prévoir une période de transition jusqu'à ce que l'on dispose d'une expérience suffisante pour justifier un changement de système de manière raisonnée et en connaissance des conséquences possibles.

Proposition :

Art. 26 Indemnité de gestion

¹ Les exploitants d'installations participant à la commercialisation directe reçoivent

chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion pour les coûts de commercialisation ~~qui se monte à 0,11 ct. par kWh d pour l'électricité injectée qui se compose d'une part fixe et d'une part variable pour les coûts de l'énergie d'ajustement.~~

AI. 2-6: *biffer.*

² (nouveau) Le montant de la part fixe pour les coûts de commercialisation s'élève à 0,11 ct./kWh pour toutes les technologies.

³ (nouveau) La part variable est fixée au montant suivant pour la phase de transition :

- a. 1,13 ct./kWh pour les installations photovoltaïques et éoliennes ;
- b. 0,49 ct./kWh pour les installations hydroélectriques ;
- c. 0,20 ct./kWh pour les UIOM ;
- d. 0,49 ct./kWh pour les autres installations de biomasse.

Art. 108d Dispositions transitoires relatives à la modification du...

Pour les installations ~~photovoltaïques~~ participant à la commercialisation directe qui ont été mises en service le 31 décembre 2025 au plus tard, une indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement est calculée conformément à la réglementation visée à l'art. 26 et versée au cours du troisième trimestre 2026 pour la période du 1er janvier 2026 au 30 juin 2026.

Justification :

Tant que les effets du nouveau système de prix de l'énergie d'ajustement ne sont pas prévisibles, la nouvelle méthode ne devrait pas être introduite, car toutes les technologies sont soumises aux coûts de l'énergie d'ajustement, tandis que le photovoltaïque bénéficie d'un avantage discriminatoire.

De manière pragmatique, nous proposons, pour une période transitoire d'au moins un an, une valeur constante basée sur les chiffres fournis par l'OFEN pour 2023 (coûts de l'énergie d'ajustement) plus 0,11 ct./kWh, afin d'évaluer sur cette période une adaptation de la méthode tenant compte de la réaction du système au nouveau système de prix de l'énergie d'ajustement.

Proposition éventuelle :

Art. 26 Indemnité de gestion

¹ Les exploitants d'installations participant à la commercialisation directe reçoivent chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion pour les coûts de commercialisation ~~qui se monte à 0,11 ct. par kWh d pour l'électricité injectée qui se compose d'une part fixe et d'une part variable pour les coûts de l'énergie d'ajustement.~~

² ~~Pour les installations photovoltaïques participant à la commercialisation directe, une indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement est versée en sus chaque trimestre par kWh d'électricité injectée. Le montant de la part fixe pour les coûts de commercialisation s'élève à 0,11 ct./kWh pour toutes les technologies.~~

³ Le montant de la part variable de l'indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement correspond aux coûts moyens de l'énergie d'ajustement par kWh d'électricité injectée en commercialisation directe au cours du trimestre concerné par l'ensemble des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge, correspondant au moins d'un supplément fixe pour couvrir le risque résultant de la variance.

⁴ Les coûts de l'énergie d'ajustement pour l'électricité injectée par l'ensemble des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge sont calculés sur la base d'une prévision simplifiée et multipliés par un facteur 0,4. La prévision simplifiée se fonde sur l'électricité injectée la veille par l'ensemble des installations photovoltaïques de la technologie correspondante avec mesure de la courbe de charge. Le facteur est de 0,4 pour les installations photovoltaïques et de 1 pour toutes les autres technologies.

⁵ Si le résultat du calcul est négatif, l'indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement est de 0 ct./kWh. En raison de la variance des coûts de l'énergie d'ajustement, la part variable de l'indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement s'élève au minimum à :

- a. 0,57 ct./kWh pour les installations photovoltaïques et éoliennes ;
- b. 0,25 ct./kWh pour les installations hydroélectriques ;
- c. 0,10 ct./kWh pour les UIOM ;
- d. 0,25 ct./kWh pour les autres installations de biomasse.

Art. 108d Dispositions transitoires relatives à la modification du...

Pour les installations photovoltaïques participant à la commercialisation directe qui ont été mises en service le 31 décembre 2025 au plus tard, une indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement est calculée conformément à la réglementation visée à l'art. 26 et versée au cours du troisième trimestre 2026 pour la période du 1er janvier 2026 au 30 juin 2026.

Justification :

Si la Confédération souhaite maintenir le changement de système envisagé, il convient de garantir l'égalité de traitement de toutes les technologies et la couverture des primes de risque spécifiques aux technologies. Par conséquent, la méthode de calcul prévue pour déterminer une valeur estimative des coûts liés à l'énergie d'ajustement des installations photovoltaïques doit également être appliquée à toutes les autres technologies.

Selon le rapport explicatif, aucun coût lié à l'énergie d'ajustement n'est à prévoir pour les installations non photovoltaïques. En conséquence, un facteur de correction de 1 semble approprié pour couvrir le faible risque résiduel.

Il s'avère complexe de déterminer des valeurs minimales pour les coûts de l'énergie d'ajustement. Sur la base de notre expérience, il est tout à fait justifié de se baser sur la moitié des coûts de l'énergie d'ajustement pour l'année 2023. Toutefois, en raison des différences fondamentales des prix de l'énergie d'ajustement à partir de 2026, ces valeurs devraient être revues à l'avenir.



Nous vous remercions de tenir compte de nos observations.

Meilleures salutations,

Christoph Brand
CEO

Lukas Schürch
Responsable Corporate Public Affairs