Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Force hydraulique

28 février 2025

Directive sur l’exécution de la prime de marché

en vertu de l’art. 90, al. 3, de l’ordonnance sur l’encouragement de la production d’électricité issue d’énergies renouvelables (OEneR, RS 730.03)

Version 7.0 du 28 février 2025

Table des matières

Aperçu des différentes versions 4

Liste des abréviations 5

1. Introduction 6

2. Conditions-cadres 6

2.1. Valeur juridique de la présente directive 7

2.2. Bases légales 7

2.2.1. Loi sur l'énergie et ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables 7

2.2.2. Commentaires relatifs à l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables 7

2.3. Droit à la prime de marché 7

2.4. Prime de marché et approvisionnement de base 8

2.5. Définition d'une installation hydroélectrique 8

2.6. Exigences relatives au bouclement de l'exercice annuel 9

2.7. Exercice comptable 10

2.8. Régularisations temporelles 10

2.9. Norme comptable 11

2.10. Quantité d'énergie donnant droit à la prime de marché 11

3. Coûts de revient indispensables à une gestion efficace 11

3.1. Coûts d'exploitation 12

3.1.1. Autres produits d'exploitation 12

3.1.2. Propres prestations inscrites à l'actif 13

3.1.3. Coûts d'exploitation des pompages 13

3.1.4. Charges liées à l'énergie 13

3.1.5. Coûts d'utilisation du réseau 13

3.1.6. Matériel et prestations de tiers 14

3.1.7. Charges de personnel 14

3.1.8. Autres coûts d'exploitation 14

3.1.9. Charges et produits hors exploitation 15

3.1.10. Charges exceptionnelles / produits exceptionnels 15

3.1.11. Prestations de services globales et commercialisation 15

3.1.12. Provisions pour risques d'exploitation 16

3.2. Coûts de capital 16

3.2.1. Amortissements 16

3.2.2. Coûts du capital investi 17

3.3. Redevances et prestations fournies aux collectivités publiques 17

3.3.1. Redevance hydraulique 17
3.3.2. Redevance de concession 18
3.3.3. Autres prestations de concession 18
3.3.4. Impôts directs 18
3.3.5. Impôts indirects 19
4. Recettes 19
4.1. Recettes générées par le négoce de l'électricité pour le lendemain (marché day-ahead) 19
4.2. Recettes et coûts susceptibles d'être générés par les couvertures sur les marchés à terme 19
4.3. Recettes générées par la vente de services-système 19
4.4. Recettes générées par les garanties d'origine 21
4.5. Recettes générées par la réserve d'hiver 22
Sources 23

Aperçu des différentes versions

Version	Date	Remarques
1.0	26 janvier 2018	Version initiale
2.0	25 février 2019	Adaptations suite à l'expérience acquise lors de l'exercice 2018; adaptations rédactionnelles
3.0	21 février 2020	Référence à la Directive 2/2018 de l'ElCom au lieu de la Directive 3/2012
4.0	26 février 2021	Petites modifications aux ch. 3.1.4 et 3.1.8
5.0	3 mars 2022	Divers ajouts, notamment droit à la prime de marché, quantités d'énergie, groupes d'installations
6.0	29 février 2024	Précision au ch. 2.4 relative à la déduction pour prestations de services globales dans le calcul des revenus de l'approvisionnement de base
7.0	28 février 2025	Prise en compte d'autres recettes ainsi que des dépenses pour des prestations de services globales visés dans l'OEneR (état le 1er janvier 2025)

Liste des abréviations

AES	Association des entreprises électriques suisses
CO	Code des obligations du 30 mars 1911 (RS 220)
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
EAE	Entreprises d'approvisionnement en énergie
EEX	European Energy Exchange
ElCom	Commission fédérale de l'électricité
GO	Garantie d'origine
kW, MW	Kilowatt, mégawatt
kWh	Kilowattheure
LApEl	Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
LEne	Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (RS 730.0)
LFH	Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (RS 721.80)
OApEl	Ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.71)
OEneR	Ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (RS 730.03)
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PSS	Prestations de services-système
RU	Rétribution unique
SAHE	Statistique des aménagements hydroélectriques
SCCA – CH	Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement
SCCD – CH	Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH
SRI	Système de rétribution de l'injection
WACC	Weighted Average Cost of Capital; coût moyen pondéré du capital

1. Introduction

Depuis l'entrée en vigueur le 1er janvier 2018 de la version révisée de la loi sur l'énergie (LEne, RS 730.0) les exploitants de grandes installations hydroélectriques dont la puissance mécanique brute moyenne est supérieure à 10 MW peuvent bénéficier d'une prime de marché rétribuant l'électricité produite par ces installations vendues sur le marché en dessous du prix de revient. Si le risque économique des ventes d'électricité n'est pas supporté par l'exploitant, mais par un propriétaire/partenaire ou par une entreprise d'approvisionnement en énergie (EAE) en vertu d'un contrat de reprise à long terme, cet acteur est l'ayant droit. La prime de marché était à l'origine limitée à cinq ans (2018-2022). Dans le contexte de l'initiative parlementaire 19.443 Girod, elle a été prolongée de huit ans par le Parlement lors de la session parlementaire d'automne 2021. Cette prolongation ne modifie toutefois pas les bases légales. La prime de marché sera versée pour la dernière fois en 2031 conformément à l'art. 38, al. 2, LEne.

En raison de la complexité des structures du secteur de l'électricité et afin de réduire au maximum la charge de travail liée à l'exécution, une approche simplifiée avait été choisie pour déterminer le montant de la prime de marché. Tant du côté des recettes que du côté des coûts, certains postes devant à peu près s'équilibrer n'étaient pas pris en compte. L'expérience a montré que cette approche simplifiée conduisait à sous-estimer en partie les recettes, notamment celles des centrales flexibles (centrales à accumulation, centrales à pompage-turbinage et centrales à pompage-turbinage pur), de sorte que les centrales concernées présentaient des coûts de revient non couverts démesurément élevés. Il en résultait globalement des primes de marché trop élevées. C'est pourquoi, l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) a été révisée afin, qu'au 1er janvier 2025, les recettes et les coûts soient désormais calculés avec plus de précision, par analogie à la prime de marché flottante (entrée en vigueur au 1er janvier 2025 également). Les coûts comprennent désormais aussi les dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation de l'électricité (art. 90, al. 1, let. d, OEneR, cf. ch. 3.1.11) ; les recettes incluent désormais, en plus du négoce de l'électricité pour le lendemain (marché day-ahead), les recettes et les coûts susceptibles d'être générés par les couvertures sur le marché à terme, les recettes générées par la vente de services-système, par les garanties d'origine ainsi que par la réserve d'hiver (art. 89, al. 1, OEneR, cf. ch. 4.2 à 4.5).

2. Conditions-cadres

En vertu de l'art. 90, al. 3, OEneR, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) fixe dans une directive les coûts de revient ou les coûts d'exploitation et de capital imputables.

L'OFEN expose dans la présente directive des aspects pertinents pour l'exécution de la prime de marché sur la base de l'art. 30 s. LEne en relation avec l'art. 88 ss OEneR.

Dans la mesure du possible et si cela est opportun pour l'application de la prime de marché, l'OFEN s'appuie sur les bases existantes. Celles-ci englobent les documents qui proviennent de l'examen effectué par la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) des coûts de production d'une gestion efficace dans le cadre de l'approvisionnement de base conformément à l'art. 4, al. 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl, RS 734.71), ainsi que d'autres ouvrages du secteur de l'électricité comme le schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) ou des documents de l'industrie hydraulique suisse tels que

les analyses des coûts de revient de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) et de Swisselectric. De plus, les rapports de gestion publiés par les centrales hydroélectriques suisses sont pris en considération.

2.1. Valeur juridique de la présente directive

Les directives aident à interpréter une norme juridique. Elles vont au-delà de recommandations non contraignantes, sans pour autant avoir le même caractère contraignant que les ordonnances. La directive reflète l'opinion de l'OFEN. Les dérogations à la présente directive ne sont pas écartées d'emblée lorsqu'elles sont dûment justifiées. Néanmoins, elles doivent apporter la preuve qu'elles respectent de manière égale les dispositions légales sur lesquelles se fonde la directive. La directive sera adaptée en cas de besoin ou en cas de modification de la législation.

2.2. Bases légales

2.2.1. Loi sur l'énergie et ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables

La LEne réglemente la prime de marché aux art. 30 et 31. L'OEneR définit la prime de marché à l'art. 88 ss.

2.2.2. Commentaires relatifs à l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables

Dans les commentaires relatifs à l'OEneR, le DETEC expose en détail les dispositions de l'ordonnance à l'attention du Conseil fédéral. Ces commentaires constituent dès lors une autre base importante pour la présente directive.

2.3. Droit à la prime de marché

Les exploitants de grandes installations hydroélectriques peuvent bénéficier d'une prime de marché rétribuant l'électricité produite par ces installations qu'ils doivent vendre sur le marché en dessous du prix de revient. Si ce ne sont pas les exploitants des centrales hydroélectriques qui assument le risque du coût de revient non couvert, mais les propriétaires ou les fournisseurs d'électricité liés par des contrats de reprise de l'électricité, ceux-ci sont les ayants droit. Pour établir si l'électricité a dû être vendue en dessous du prix de revient, le prix du marché day-ahead (art. 30, al. 4, let. a, LEne en relation avec l'art. 89 OEneR) et les coûts de revient ressortant de la méthode de calcul de la prime de marché (art. 30, al. 4, let. c, LEne en relation avec l'art. 90 OEneR) sont pris en compte dans tous les cas.

Si l'exploitant ou le propriétaire d'une grande installation hydroélectrique revend l'électricité au prix de revient ou à des conditions semblables, le risque de coûts de revient non couverts est supporté par l'acheteur (art. 30, al. 2, LEne en relation avec l'art. 88, al. 3, OEneR). Dans ce cas, le risque de coûts de revient non couverts n'incombe pas au vendeur de l'énergie, mais à l'acheteur de l'énergie. Par conséquent, l'acheteur et non le vendeur a droit à la prime de marché si les coûts de revient ne sont

pas couverts. Afin que l'OFEN puisse évaluer dans tous les cas qui supporte le risque de coûts de revient non couverts, les contrats pour la reprise de l'énergie provenant de centrales électriques qui sont englobées dans la demande de prime de marché doivent être communiqués à l'OFEN avec la demande.

2.4. Prime de marché et approvisionnement de base

En vertu de l'art. 31, al. 3, LEne et de l'art. 6, al. 5bis, LApEl, l'électricité non rentable d'origine hydraulique peut être vendue en priorité dans l'approvisionnement de base aux coûts de revient. Les ayants droit chargés de l'approvisionnement de base doivent donc, pour déterminer la quantité d'électricité donnant droit à la prime de marché, déduire arithmétiquement la quantité maximale d'électricité qu'ils pourraient vendre au titre de l'approvisionnement de base (potentiel de l'approvisionnement de base) (art. 31, al. 1, LEne). La quantité à déduire se réduit du volume d'électricité de l'approvisionnement de base provenant d'énergies renouvelables (art. 31, al. 2, LEne). Si, avec la prime de marché, les ventes dans l'approvisionnement de base et les recettes générées sur les marchés pris en compte dans le cadre de la prime de marché (énergie non vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base), l'ayant droit à la prime de marché devait obtenir davantage sur l'ensemble du portefeuille que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de revient pour le même portefeuille, la prime de marché se réduit d'autant (art. 92, al. 3, OEneR). Pour déterminer si la prime de marché se réduit sur la base de l'article mentionné, l'OFEN prend en considération les tarifs effectifs dans l'approvisionnement de base au sens de la LApEl. Ces tarifs doivent donc être déclarés dans le formulaire de demande pour toutes les grandes installations hydroélectriques figurant dans la demande. Étant donné qu'à partir de la demande déposée en 2025 (qui porte sur l'exercice 2024 ou l'année hydrologique 2023/2024) les dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation de l'électricité sont prises en compte à hauteur d'un certain montant (art. 90, al. 1, let. d, OEneR), les coûts de revient qui servent à déterminer les tarifs de l'approvisionnement de base sont comparables aux coûts de revient dans le cadre de la prime de marché. Il n'est donc plus nécessaire de corriger les tarifs de l'approvisionnement de base déclarés.

2.5. Définition d'une installation hydroélectrique

En vertu de l'art. 30 LEne, les exploitants de grandes installations hydroélectriques dont la puissance est supérieure à 10 MW peuvent bénéficier d'une prime de marché s'ils doivent vendre la production de cette installation sur le marché en dessous du prix de revient. L'entité déterminante en la matière est donc l'«installation hydroélectrique». La statistique des aménagements hydroélectriques (SAHE) de l'OFEN répertorie toutes les centrales hydroélectriques de Suisse d'une puissance égale ou supérieure à 300 kilowatts (kW). Une centrale est composée d'une ou de plusieurs machines produisant de l'électricité sur un site. Les pompes existantes appartiennent également à la centrale. Cette dernière forme une installation avec toutes les autres installations techniques nécessaires à la production telles que les prises d'eau, les ouvrages d'accumulation, les voies d'eau, les installations électrotechniques, les constructions pour les voies d'acheminement, l'aménagement, les bâtiments, etc. Le terme d'installation «individuelle» au sens de l'art. 88 de l'OEneR fait référence à l'installation produisant de l'électricité ou à la centrale même. Toujours d'après cet article, le droit à la prime de marché ne concerne pas seulement les installations individuelles, mais également les groupes

d’installations dont toutes les installations individuelles sont reliées sur le plan hydraulique et optimisées conjointement et dont les coûts de revient ne sont pas couverts dans l’ensemble.

Plusieurs installations individuelles sont considérées comme reliées sur le plan hydraulique si elles sont reliées les unes aux autres par une voie d’eau artificielle. S’agissant de l’optimisation conjointe, les installations individuelles doivent être exploitées et optimisées comme une entité unique. En règle générale, on part du principe que les complexes hydroélectriques alpins, qui sont la plupart du temps exploités en tant que centrales partenaires, sont reliés sur le plan hydraulique et optimisés conjointement. Devoir traiter les différentes installations formant une centrale partenaire comme des installations individuelles compliquerait l’exécution de la prime de marché de manière disproportionnée. En revanche, les centrales hydroélectriques au fil de l’eau situées l’une en aval de l’autre ne satisfont généralement pas aux exigences pour un groupe d’installations, car elles sont reliées les unes aux autres uniquement par des voies d’eau naturelles et que l’optimisation conjointe est très restreinte. Considérer des centrales hydroélectriques au fil de l’eau situées l’une en aval de l’autre comme des installations individuelles n’augmente pas de manière notable la charge de travail liée à l’exécution de la prime de marché. Pour déterminer à titre définitif si les exigences s’appliquant à un groupe d’installations sont remplies, un examen concret au cas par cas est cependant indispensable.

Si sur la base de ces critères, on se trouve en présence d’un groupe d’installations, toutes les centrales hydroélectriques de ce groupe d’installations (également celles dont la puissance mécanique moyenne est inférieure à 10 MW et celles qui sont rentables comme installations individuelles) doivent impérativement être comprises dans la demande.

2.6. Exigences relatives au bouclement de l’exercice annuel

Pour que le droit à une prime de marché puisse être examiné, le requérant doit présenter les coûts des installations hydroélectriques sous une forme aussi uniforme que possible et de manière objectivement vérifiable.

En vertu des art. 957 ss du code des obligations (CO, RS 220) sur la comptabilité commerciale et la présentation des comptes, les personnes morales et les autres grandes entreprises doivent tenir une comptabilité fiable et établir des comptes annuels qui se composent, selon les dispositions correspondantes, du compte de résultat, du bilan et du tableau des flux de trésorerie. Les grandes entreprises sont soumises à une obligation de révision, conformément à l’art. 727 CO. Par conséquent, le calcul des coûts de revient imputables s’appuie sur les comptes annuels ainsi contrôlés. Il s’agit en l’espèce d’une vision externe et vérifiable de la comptabilité financière (également appelée parfois «coûts annuels» dans le secteur de l’électricité), et non de la comptabilité d’exploitation réalisée pour la planification interne de la gestion.

De nombreuses installations hydroélectriques sont organisées en sociétés anonymes en tant que centrales partenaires et établissent donc déjà des comptes annuels révisés. D’autres installations hydroélectriques sont entièrement intégrées dans des sociétés d’un groupe. Il est alors possible qu’elles ne constituent pas une entité juridiquement autonome et ne présentent dès lors aucun compte annuel révisé. Si tel est le cas, il convient, pour des questions de traçabilité et pour assurer une égalité de traitement au sein de l’industrie hydraulique, de procéder à un transfert distinct de la comptabilité d’exploitation sous la forme d’un compte pro forma pour calculer la prime de marché. Le

test, ou la révision, de ce compte peut par exemple prendre la forme d'un rapport de vérification rédigé par un auditeur indépendant, conformément à la Norme d'audit suisse (NAS) 920.

2.7. Exercice comptable

Compte tenu de l'évolution historique des structures, l'hydraulique suisse comprend plusieurs exercices comptables, les plus répandus étant l'année civile (du 1er janvier au 31 décembre) et l'année hydrologique (du 1er octobre au 30 septembre). Certaines centrales établissent leur bilan avec un exercice comptable différent, sur la base d'un régime d'écoulement hydrologique ou de structures d'entreprise spécifiques. Pour garantir une certaine uniformité, les requérants soumettent des comptes annuels correspondant à une année civile ou à une année hydrologique en vertu de l'art. 94, al. 2, let. c, OEneR. Les bouclements reposant sur d'autres exercices comptables ne sont pas acceptés.

Si une centrale boucle ses comptes annuels selon un autre exercice comptable, l'exploitant doit établir des comptes annuels basés sur une année civile ou une année hydrologique pour calculer la prime de marché, les faire vérifier et les soumettre à l'OFEN avec la demande. L'idée sous-jacente de cette réglementation n'est pas de permettre aux exploitants de choisir librement leur exercice comptable (année civile ou hydrologique) la première année où ils déposent la première demande et les années suivantes pour maximiser leur droit à une prime de marché. Au contraire, les exercices comptables les plus répandues parmi les gestionnaires de centrales sont autorisés pour ne pas engendrer de charges supplémentaires lors du dépôt de la demande. Lorsque plusieurs acteurs d'une même centrale déposent une demande de prime de marché pour leurs parts respectives, ils doivent s'accorder sur l'exercice comptable. L'OFEN n'accepte pas d'exercices comptables distincts pour les différentes parts d'une même centrale.

2.8. Régularisations temporelles

La comptabilité financière d'une période comptable donnée comprend bien entendu des charges et des revenus d'exercices antérieurs non pris en compte avant l'exercice sous revue ou qui constituent des provisions pour les exercices à venir. Lors du calcul de la prime de marché d'une année, il convient d'indiquer à chaque fois les charges et les revenus de l'exercice sous revue. C'est donc la période de calcul, ou l'exercice, qui est déterminante et pas la date de facturation. Si le poste de dépense « redevances hydrauliques » contient par exemple des remboursements pour des montants perçus en trop, ces revenus peuvent être déduits lors du calcul de la prime de marché. C'est le montant effectif dû au titre de la redevance hydraulique pendant l'exercice concerné, et pas le montant finalement enregistré dans la comptabilité financière qui est pertinent. Les principes énoncés ci-dessus s'appliquent par analogie aux autres postes de charges et de revenus. En outre, les provisions pour des dépenses ultérieures ne seront acceptées que si elles sont nécessaires du point de vue de l'exploitation, si elles peuvent clairement être imputées aux exercices concernés et si elles sont dûment justifiées. Il en va de même pour la dissolution des provisions d'années antérieures pour des dépenses qui n'ont pas été engagées – ou qui l'ont été pour un montant inférieur à celui prévu.

2.9. Norme comptable

En vertu des art. 962 ss CO, les grandes entreprises doivent dresser des comptes annuels révisés en se basant sur une norme comptable reconnue. L'industrie hydraulique suisse utilise différentes normes comptables. L'OFEN accepte tous les comptes (états financiers) établis selon des normes reconnues.

2.10. Quantité d'énergie donnant droit à la prime de marché

Afin de garantir l'égalité de traitement de tous les requérants et d'exclure les comptages doubles de certaines quantités d'énergie, il convient de tenir compte des points suivants lors du calcul de la quantité d'énergie donnant droit à la prime de marché: (1) Les besoins propres et les pertes ne donnent pas droit à la prime de marché. Il faut donc toujours indiquer la production nette (après déduction des besoins propres et des pertes) dans le formulaire de demande. Les besoins propres doivent également être déduits s'ils ne sont pas couverts par de l'énergie issue de la production propre, mais par de l'énergie provenant du réseau. La production brute n'est pas pertinente pour le calcul de la prime de marché. (2) L'énergie qui doit être cédée à une collectivité publique à titre gratuit ou à prix réduit en raison d'obligations relevant du droit des concessions (énergie de concession) donne en principe droit à la prime de marché et ne doit donc pas être déduite de la production nette. Si la quantité d'énergie à céder est acquise auprès d'un tiers ou si une compensation financière a été convenue au lieu d'une livraison physique, les coûts de l'acquisition auprès d'un tiers ou la compensation financière peuvent être imputés au niveau des coûts de revient. Pour l'énergie qui doit être cédée à un prix réduit, la différence entre le prix du marché day-ahead et le prix de reprise est prise en considération. Si la fourniture d'énergie de concession entraîne en outre des taxes d'utilisation du réseau, ces dernières peuvent également être prises en compte dans les coûts. (3) Dans le cas de l'énergie de compensation pour retenue d'eau et de l'énergie de remplacement (énergie de restitution), le droit à la prime de marché revient, en principe, à celui qui reçoit l'énergie et la vend sur le marché. L'énergie est donc ajoutée à la production nette de cette centrale. En revanche, pour la centrale qui doit céder l'énergie, celle-ci est déduite de la production nette. Cela vaut aussi si l'énergie est achetée à un tiers ou si une compensation purement financière est versée. Dans ce cas, les coûts peuvent être pris en compte. (4) Toutes les quantités d'énergie sont évaluées avec les prix day-ahead de la bourse européenne de l'électricité EPEX SPOT (des valeurs moyennes horaires, mensuelles, saisonnières ou annuelles peuvent être utilisées).

3. Coûts de revient indispensables à une gestion efficace

Pour être imputables, les coûts de revient doivent être **indispensables à une production efficace**. La prime de marché distribue des subventions financées par les consommateurs finaux à travers le supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension (supplément perçu sur le réseau). En vue d'une application concise et ciblée, ces subventions sont réparties entre tous les exploitants de centrales hydroélectriques dont les coûts de revient ne sont pas couverts selon les dispositions de la LEne et de l'OEneR.

Les coûts de revient indispensables à la gestion efficace d'une installation hydroélectrique englobent les coûts d'exploitation, les coûts de capital ainsi que les redevances et les prestations fournies aux

collectivités publiques telles que les impôts directs (impôts sur les bénéfices et sur le capital) et la redevance hydraulique. Sont imputables comme coûts de revient pour le calcul de la prime de marché tous les coûts d'une installation hydroélectrique aux bornes de cette dernière – jusqu'au point d'injection sur le réseau de transport ou de distribution – qui ont **un lien de causalité direct avec la production**. Par ailleurs, à partir de la demande déposée en 2025, les dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation de l'électricité sont prises en compte à hauteur d'un certain montant (cf. ch. 3.1.11).

3.1. Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation englobent les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des installations hydroélectriques. Les coûts d'exploitation imputables comprennent exclusivement les frais indispensables à une gestion efficace (exploitation et gestion, contrôle-commande, établissement des programmes prévisionnels, sécurité, etc.) et les frais d'entretien de l'installation (prestations de tiers et propres prestations de maintenance, de remise en état, de remplacement, etc.).

À l'inverse d'autres types de présentation, les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques ne figurent pas parmi les coûts d'exploitation dans la présente directive, mais dans le ch. 3.3 éponyme ci-après. Contrairement au schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement (SCCA) de l'AES, seuls les coûts de production, y compris ceux des centrales partenaires, sont pertinents pour les coûts de revient de la force hydraulique. Les coûts inhérents à l'acquisition et à la distribution d'électricité ne sont en l'espèce pas imputables, à l'exception de l'achat d'énergie de pompage et d'autres énergies indispensables à la production. Ceux-ci sont évalués avec le prix du marché day-ahead (cf. ch. 3.1.3 et 3.1.4).

Les coûts d'exploitation liés à des activités annexes telles que l'entretien de réseaux pour l'approvisionnement des environs (approvisionnement de la vallée), la gestion de biens immobiliers (logements du personnel, location d'appartements et d'immeubles), les infrastructures de transport ainsi que les infrastructures touristiques comme les hôtels et les chemins de fer de montagne qui n'ont aucun lien direct avec la production d'électricité ne sont pas pris en compte (cf. ch. 3.1.8 et 3.1.9).

3.1.1. Autres produits d'exploitation

Dans la mesure où ils ont un lien direct avec la production, les autres produits d'exploitation seront comptabilisés avec les coûts de revient et diminueront ces derniers. Il s'agit par exemple: d'indemnités pour les redevances énergétiques versées aux tiers ou de produit de la vente d'énergie soutirée par des tiers (énergie de substitution, énergie de remplacement, etc.)

Le produit de la prime de marché proprement dit n'est pas pris en compte dans les coûts de revient imputables. Par exemple, la prime de marché pour l'exercice 2017 est versée en 2018. Lors du calcul de la prime de marché pour l'exercice 2018, ces paiements à affecter à l'exercice précédent ne doivent pas être pris en considération.

Les contributions d'investissements ou les indemnisations pour les mesures d'assainissement dans les domaines des éclusées, du charriage et de la migration des poissons ne doivent pas non plus être considérées comme des produits. Ces paiements sont liés à un investissement. L'indemnisation des pouvoirs publics compense ou réduit le montant de l'investissement correspondant pour l'exploitant. Il

ne s’agit donc pas de produits. En revanche, pour la prime de marché, seul l’investissement net (investissement moins la subvention) peut être activé dans le bilan.

3.1.2. Propres prestations inscrites à l’actif

Dans le compte de résultat, les propres prestations inscrites à l’actif contribuent à séparer les exercices par rapport aux futures charges. Les frais engendrés par ces propres prestations figurent au bilan dans l’actif immobilisé, puis sont répartis sur les exercices futurs grâce aux amortissements. Par conséquent, les coûts des propres prestations doivent être comptabilisés dans le compte de résultat de l’exercice en cours en tant que charges négatives. Ces propres prestations inscrites à l’actif seront intégrées aux coûts de revient imputables et diminueront ces derniers.

3.1.3. Coûts d’exploitation des pompages

Les coûts de l’énergie de pompage seront comptabilisés au prix du marché avec les coûts imputables. Pour cela, le requérant doit attester l’utilisation horaire des pompes dans sa demande. Ces coûts correspondent au produit de l’utilisation horaire des pompes et du prix horaire du marché de l’électricité spot day-ahead qui est défini par l’OFEN d’après les prix de règlement à la bourse EPEX SPOT. Certaines centrales partenaires ont convenu contractuellement de l’évaluation de l’énergie de pompage dans le contrat de partenariat (à des prix soit supérieurs, soit parfois inférieurs à ceux du marché). Ces contrats ne sont pas pris en compte dans le calcul de la prime de marché.

3.1.4. Charges liées à l’énergie

Les charges liées à l’énergie prennent en compte les frais pour l’achat supplémentaire d’énergie pour autant que cette dernière soit indispensable pour la production. Les indemnités financières pour l’utilisation d’eau correspondant à une centrale située en aval (énergie de remplacement) ou les frais pour le soutirage d’énergie du réseau (consommation propre) peuvent être cités en exemple. Les coûts de cette énergie sont en règle générale évalués au prix du marché, c’est-à-dire à la moyenne annuelle des prix horaires du marché day-ahead. Si les charges d’acquisition d’énergie se fondent sur un profil horaire ou saisonnier, l’énergie peut également être calculée à l’aide du prix horaire du marché day-ahead. Les coûts d’opportunité de l’énergie soutirée du propre générateur ne sont pas imputables, car le calcul des coûts de revient est de toute manière basé sur la production brute. Par conséquent, les coûts de revient tiennent déjà compte des coûts pour la production de l’énergie soutirée du propre générateur. Les frais pour l’énergie d’ajustement supportés par un groupe bilan en cas d’écart du plan de conduite et répercutés au sein du groupe bilan sur chaque centrale ne seront pas non plus considérés dans les charges liées à l’énergie. D’un part, ils ne représentent pas de coûts indispensables pour l’exploitation et ne peuvent d’autre part pas être vérifiés par une entité indépendante.

3.1.5. Coûts d’utilisation du réseau

Comme leur nom l’indique, les coûts d’utilisation du réseau comprennent tous les coûts inhérents à l’utilisation du réseau. En Suisse, le principe du prélèvement s’applique; en d’autres termes, les consommateurs finaux versent au réseau d’électricité une rémunération d’utilisation du réseau lorsqu’ils consomment de l’électricité. Il n’y a aucune taxe d’utilisation du réseau lorsque l’électricité y est injectée. Par conséquent, seules les contributions au raccordement au réseau et aux frais du

réseau ainsi que les autres coûts d'utilisation du réseau sont imputables ici, dans la mesure où ils ont effectivement été payés et peuvent être affectés directement à la production d'électricité. Si une société hydroélectrique gère des réseaux de distribution pour fournir de l'électricité aux consommateurs finaux et si ces réseaux ne sont pas indispensables à la production électrique, cette charge n'est pas imputable aux coûts de revient. D'éventuelles taxes d'utilisation du réseau pour la fourniture d'énergie de concession constituent une exception à cette règle. Dans ce cas, les taxes d'utilisation du réseau sont imputables.

3.1.6. Matériel et prestations de tiers

Le poste «Matériel et prestations de tiers» regroupe toutes les prestations indispensables à une production d'électricité efficace qui sont directement liées à cette dernière. Ici aussi, les coûts inhérents à des activités annexes telles que la gestion de biens immobiliers (logements du personnel, location d'appartements et d'immeubles), les infrastructures de transport ainsi que les infrastructures touristiques comme les hôtels et les chemins de fer de montagne ne sont pas pris en compte. Le même principe s'applique aux coûts en relation avec l'alimentation électrique des environs (approvisionnement de la vallée). Il y a exception lorsque le requérant est en mesure de justifier que ces coûts peuvent être directement imputés à l'exploitation.

3.1.7. Charges de personnel

Sont comptabilisés dans les charges de personnel les frais du personnel indispensables à une production efficace dont le travail est directement lié à la production d'électricité, tout comme les contributions de l'employeur prévues par la loi pour les assurances sociales et les caisses de pension. Ces dernières années, diverses caisses de pension sont passées de la primauté des prestations à la primauté des cotisations car cette dernière représente un risque de financement moindre pour l'employeur. Si le changement de primauté entraîne des coûts pour la compensation des pertes de prestations pour le personnel assuré, ces charges doivent être considérées comme exceptionnelles. Ils peuvent ne pas être pris en compte dans la prime de marché d'une année de soutien donnée, dans la mesure où ils doivent être imputés sur une longue durée et pas sur une année spécifique. Si, quelle qu'en soit la raison, l'exploitant d'une centrale hydroélectrique change la caisse de pension de ses salariés, les charges liées à l'achat de réserves de fluctuation de valeur ne sont pas non plus imputables. Les achats de ce type sont assimilables à des actifs financiers puisqu'ils élargissent la marge de manœuvre d'une caisse de pension en cas de fluctuations de la valeur de leurs installations et n'entraînent pas nécessairement une sortie de fonds.

3.1.8. Autres coûts d'exploitation

Les autres coûts d'exploitation peuvent être imputés s'ils sont directement liés à l'exploitation des installations de production. Exemples:

- coûts imputables aux locations, indemnités d'utilisation et leasing;
- rentes du droit de superficie, dédommagements pour dégâts causés aux cultures, indemnisation pour la mise à disposition de droits d'utilisation;
- primes d'assurance responsabilité civile, d'assurance de patrimoine et d'assurance choses ainsi que les franchises éventuelles pour les dommages aux installations assurées.
- charges fixes ou variables pour l'épuration des eaux ou la gestion des déchets

3.1.9. Charges et produits hors exploitation

Comme leur nom l'indique, les charges et produits hors exploitation ne sont généralement pas indispensables à une gestion efficace. Il peut s'agir, par exemple, d'installations telles que des bâtiments, des hôtels ou des remontées mécaniques qui avaient été érigées pour la construction de l'installation de production et sont désormais utilisées à des fins touristiques. Il est possible d'imputer des tels charges et produits, seulement si le requérant est en mesure de justifier que ces derniers peuvent être directement imputés à l'exploitation de l'installation de production. Si de telles installations sont utilisées pour l'exploitation de la centrale ainsi qu'à d'autres fins, les coûts et les produits doivent être répartis de manière compréhensible. Les éventuels produits hors exploitation viendront compenser (réduire) les charges hors exploitation.

3.1.10. Charges exceptionnelles / produits exceptionnels

Les charges exceptionnelles peuvent être comptabilisées dans les coûts de revient si le requérant prouve l'imputabilité directe avec la production. Les éventuels produits exceptionnels viendront compenser (réduire) les charges exceptionnelles.

3.1.11. Prestations de services globales et commercialisation

En vertu de l'art. 90, al. 1, let d, OEneR (état le 1er janvier 2025), à partir de la demande déposée en 2025 (qui porte sur l'exercice 2024 ou l'année hydrologique 2023/2024), les coûts de revient tiennent compte des dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation de l'électricité sur les différents marchés. Les dépenses imputables en l'espèce se montent à 0,40 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau et à 0,55 ct./kWh pour les centrales à accumulation, les centrales à pompage-turbinage et les centrales à pompage-turbinage pur. Elles se composent des coûts générés par la gestion de l'énergie et par la commercialisation (0,25 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau et 0,4 ct./kWh pour les centrales à accumulation, les centrales à pompage-turbinage et les centrales à pompage-turbinage pur) ainsi que des coûts générés par la gestion de l'entreprise et de la centrale (0,15 ct./kWh pour tous les types de centrales).

Les prestations de services globales et la commercialisation de l'électricité occasionnent des dépenses à la charge non pas de la société hydroélectrique (le plus souvent une centrale partenaire) mais des acheteurs de l'électricité, autrement dit les sociétés d'exploitation (actionnaires, partenaires). Ces dépenses ne figurent donc pas dans les rapports de gestion des sociétés hydroélectriques.

Les coûts générés par la gestion de l'énergie et par la commercialisation comprennent les coûts de la gestion de la production d'électricité (planification de l'utilisation des centrales, détermination des profils de production, gestion des groupes-bilan, analyses du marché et systèmes informatiques nécessaires à l'exécution de ces tâches).

Les coûts découlant de la gestion de l'entreprise incluent les prestations de la société d'exploitation (finances, stratégie, informatique, sécurité), l'indemnisation de la direction et les coûts que génère l'infrastructure de la société d'exploitation.

La gestion de la centrale (gestion des actifs ou *asset management*) comprend le support apporté à la la centrale partenaire par la société d'exploitation (actionnaire), le soutien apporté au conseil

d'administration, les représentations au sein de commissions, la gestion stratégique du portefeuille, le développement de projets et l'innovation.

3.1.12. Provisions pour risques d'exploitation

Les provisions pour les risques d'exploitation liés, par exemple, à des dommages causés à des tiers en raison de l'entretien déficient de parties de l'installation ou liés à des accidents permettent d'augmenter fortement les coûts de revient sur une année. Une personne externe ne peut guère comprendre dans quelle mesure ces provisions sont indispensables à l'exploitation. Par conséquent, l'OFEN ne les accepte pas dans les coûts de revient imputables. Les primes d'assurance destinées à couvrir les autres risques sont prises en compte dans les autres coûts d'exploitation (ch. 3.1.8).

3.2. Coûts de capital

Par coûts de capital on entend les amortissements et les intérêts sur les actifs nécessaires à la production. En l'espèce, seuls les coûts de capital indispensables à une gestion efficace sont pris en compte. Les coûts de capital des autres actifs qui ne sont pas directement pertinents pour la gestion ne sont pas considérés. Alors que pour les amortissements, les montants effectifs reportés dans la comptabilité financière sont pris en compte en règle générale (dans la mesure où ils sont plausibles), le calcul des intérêts sur les fonds étrangers et les fonds propres est effectué sous une forme théorique au moyen d'un Weighted Average Cost of Capital (approche WACC).

3.2.1. Amortissements

En vertu de l'art. 90, al. 2, OEneR, les amortissements sont en principe effectués conformément à l'ancienne pratique pour l'installation concernée. Les commentaires précisent à titre complémentaire qu'il s'agit des amortissements réguliers et de la pratique des acteurs concernés. Les amortissements exceptionnels ou spéciaux ne sont, en règle générale, pas pris en compte dans le calcul des coûts de revient imputables. Les changements de pratique d'amortissement doivent être motivés par le requérant et ne sauraient découler d'une volonté de maximiser le droit à la prime de marché.

De plus, une uniformité de la pratique au sein de chaque installation est exigée. Si les différents propriétaires d'une centrale déposent une demande de prime de marché, ceux-ci ou les requérants doivent impérativement adopter la pratique d'amortissement de l'exploitant de la centrale.

D'après la directive 2/2018 de l'ElCom, concernant les coûts de revient d'une production efficace pour le calcul des tarifs dans l'approvisionnement de base basé sur la comptabilité de l'exploitation, les amortissements théoriques sont calculés de manière linéaire à partir des valeurs d'acquisition sur la durée la plus courte entre la durée d'utilisation économique et la durée de la concession. On part dès lors du principe que cette pratique est répandue dans l'industrie hydraulique suisse. On ne sait pas dans quelle mesure la méthode d'amortissement dans la comptabilité financière diverge de la comptabilité d'exploitation dans l'industrie hydraulique suisse. C'est pourquoi le requérant doit exposer dans sa demande la pratique d'amortissement utilisée pour chacune des centrales.

Les amortissements peuvent être réalisés, par exemple, de manière linéaire sur la durée d'utilisation économique jusqu'à ce que la valeur résiduelle soit égale à zéro, de manière linéaire sur la durée de la concession jusqu'à ce que la valeur résiduelle soit égale à zéro, de manière dégressive à l'aide d'un

pourcentage de la valeur comptable résiduelle ou d'une autre façon. Pour que l'OFEN puisse vérifier le montant des amortissements, les requérants doivent indiquer la pratique d'amortissement et le niveau des amortissements des cinq dernières années. Si le montant des amortissements diffère fortement pour une année précise par rapport aux exercices précédents, le requérant doit le justifier dans le formulaire de demande. Pour garantir une exécution aussi concise que possible, l'OFEN n'exige pas systématiquement les chiffres détaillés des amortissements des différents éléments de la centrale. Il se réserve toutefois le droit d'examiner en détail les amortissements de certains requérants ou de certaines centrales en cas d'anomalies ou au sens de contrôles aléatoires.

3.2.2. Coûts du capital investi

Les coûts du «capital investi et nécessaire à l'exploitation» sont pris en compte sous forme théorique à travers une approche du coût moyen pondéré du capital (WACC). Pour ce faire, le capital investi et nécessaire à l'exploitation est multiplié par le taux en vigueur pour le WACC. Le capital nécessaire à l'exploitation se compose du fond de roulement net nécessaire à l'exploitation et des immobilisations.

Les fonds de roulement nets nécessaires à l'exploitation sont calculés pour la prime de marché comme actifs circulants, déduction faite des capitaux étrangers à court terme ne générant pas d'intérêts, c'est-à-dire que tous les capitaux porteurs d'intérêts peuvent être déduits des capitaux étrangers à court terme (prêts à long terme avec échéance durant l'année en cours, prêts à court terme, crédits, etc.).

En ce qui concerne les immobilisations, on peut tenir compte des immobilisations corporelles, à l'exception des installations hors exploitations (p. ex. les installations utilisées à des fins touristiques), d'une part, et les immobilisations immatérielles nécessaires à l'exploitation, d'autre part (p. ex. les concessions, mais pas les brevets et autres immobilisations immatérielles). Les immobilisations financières (valeurs mobilières/titres, prêts, etc.) ne sont pas nécessaires à une gestion efficace et ne peuvent pas être pris en compte dans le capital nécessaire à l'exploitation.

La méthode de calcul du WACC a été élaborée par le bureau de conseil IFBC à la demande de l'OFEN. Le WACC est déterminé à l'aide de l'annexe 3 de l'OEneR en relation avec l'art. 13 et l'annexe 1 de l'OApEl. Le DETEC publie à fin mars au plus tard le WACC valable pour l'année de soutien, sur la base des calculs de l'OFEN s'appuyant sur les données du marché des capitaux de l'année précédente et après consultation de l'ElCom.

3.3. Redevances et prestations fournies aux collectivités publiques

Les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques englobent toutes les charges directement liées à la production d'électricité qui sont versées à ces collectivités.

3.3.1. Redevance hydraulique

La redevance hydraulique doit être comptabilisée à l'aide des montants effectivement dus pour l'année concernée. Ces montants englobent également les impôts des centrales ou d'autres redevances cantonales qui doivent être réglées à la place de la redevance hydraulique en vertu de l'art. 49 de la loi sur les forces hydrauliques (LFH, RS 721.80). Pour vérifier la plausibilité des

paiements liés à la redevance hydraulique, le requérant doit indiquer dans sa demande la puissance mécanique brute moyenne de sa centrale.

3.3.2. Redevance de concession

Qu'elles soient versées de façon unique ou annuellement de manière récurrente, les redevances financières allouées aux collectivités publiques peuvent être imputées au niveau des coûts de revient, dans la mesure où elles constituent une condition impérative de la concession.

3.3.3. Autres prestations de concession

Les charges liées aux autres prestations de concession telles que les constructions à bâtir pour le compte des communes concédantes ou encore les services hivernaux et entretien des routes sont imputables, à condition que de telles prestations constituent une condition impérative de la concession. Selon l'art. 90, al. 1, let. b, OEneR, les manques à gagner dus aux livraisons d'énergie gratuites ou à prix préférentiel à l'attention des communes concédantes sont également imputables. L'énergie fournie gratuitement ou à prix préférentiels doit être évaluée avec le prix du marché de l'électricité moyen spot day-ahead, tel que défini par l'OFEN. Si la livraison d'énergie de concession suit un profil horaire, l'évaluation peut se faire avec le prix horaire du marché de l'électricité spot day-ahead. Si des taxes d'utilisation du réseau doivent être acquittées pour la fourniture d'énergie de concession, elles sont également imputables.

3.3.4. Impôts directs

Les impôts directs des personnes morales sont les impôts sur le bénéfice et le capital ainsi que tout autre impôt.

Impôts sur le bénéfice

L'imputabilité des impôts sur le bénéfice est réglementée à l'art. 90, al. 1, let. c, OEneR. Celui-ci précise qu'ils sont imputables uniquement s'ils correspondent à un bénéfice réel et ne sont pas dus à la collectivité publique locale sur la base d'un accord et indépendamment des bénéfices. Par accord on entend principalement les contrats de partenariat en vertu desquels une centrale partenaire doit distribuer un bénéfice fixé contractuellement, qui est ensuite imposé au siège de cette société. Étant donné que la prime de marché est destinée à soutenir des centrales non rentables, on suppose qu'en règle générale, aucun «bénéfice réel» ne peut être réalisé. Par conséquent, les impôts sur le bénéfice ne sont pas pris en compte, sauf si le requérant peut effectivement apporter la preuve d'un bénéfice réel.

Impôts sur le capital

Les impôts sur le capital sont imputables s'ils sont clairement présentés à l'aide de la dotation en capital de la société hydroélectrique et sont dus à la collectivité publique. Pour ce faire, cette dotation en capital et les impôts sur le capital payés doivent figurer dans les comptes annuels vérifiés.

Autres impôts directs

Les autres impôts directs ne peuvent être comptabilisés que s'ils sont absolument nécessaires à une exploitation efficace, effectivement dus et clairement indiqués dans les comptes annuels testés,

3.3.5. Impôts indirects

L'art. 90 OEneR ne mentionne pas les impôts indirects comme la taxe sur la valeur ajoutée. Ceux-ci ne représentent donc pas des coûts imputables.

4. Recettes

4.1. Recettes générées par le négoce de l'électricité pour le lendemain (marché day-ahead)

Comme c'était déjà le cas auparavant, les recettes générées par le négoce de l'électricité pour le lendemain (marché day-ahead) sont déterminées ex-post sur la base du prix horaire du marché. Le profil horaire effectif de l'installation ou la somme de ces profils lorsqu'il s'agit d'un groupe d'installations constitue la base du calcul. Ce profil est multiplié par le prix horaire de l'enchère day-ahead sur la bourse EPEX SPOT pour le marché suisse.

4.2. Recettes et coûts susceptibles d'être générés par les couvertures sur les marchés à terme

Conformément à l'annexe 6.1, ch. 4.2.4, OEneR, le calcul des recettes générées sur le marché tient désormais aussi compte des recettes et des coûts susceptibles d'être générés par les couvertures sur le marché à terme. Pour déterminer ces recettes ou coûts, on part du principe, au vu de l'inexactitude des prévisions, que seuls 80 % de la production moyenne attendue sont couverts sur le marché à terme, que la couverture s'effectue jusqu'à trois ans à l'avance et que l'énergie est vendue en continu. La stratégie retenue en l'espèce est la suivante : vente de 33,3 % de la production à couvrir durant l'année YY-3, vente de 33,3 % de la production à couvrir durant l'année YY-2, vente de 33,3 % de la production à couvrir durant l'année YY-1. Dans le cadre de cette stratégie de couverture, au début de l'année civile considérée, la production attendue de l'année suivante n°1 est vendue à 80 %, celle de l'année suivante n°2 à 53,3 % et celle de l'année suivante n°3 à 26,6 %. Les ventes à terme sont évaluées sur la base du prix moyen des produits trimestriels et des produits annuels disponibles pour chacune des trois années (YY-3, YY-2 et YY-1). Les recettes ou les coûts effectifs de la couverture apparaissent lorsque, pour la période d'évaluation, les coûts de rachat de cette énergie de couverture sur le marché day-ahead sont soustraits des recettes sur le marché à terme. Comme le marché à terme suisse est peu liquide, notamment en ce qui concerne l'horizon temporel à plus longue échéance, on utilise également les marchés à terme étrangers pour déterminer les prix. Les exploitants utilisent actuellement surtout les marchés à terme français et allemand pour les opérations de couverture à long terme.

4.3. Recettes générées par la vente de services-système

Les recettes générées par les services-système sont déterminées conformément aux prescriptions figurant à l'annexe 6.1, ch. 4.2.5, OEneR, mais sans déduction des coûts d'opportunité (art. 89, al. 1, let. b, OEneR).

Lorsqu'elle participe au marché des prestations services-système (PSS), une centrale ne peut pas simultanément participer au marché day-ahead. Une prestation vendue sur le marché des services-système ne peut pas être proposée en parallèle sur le marché day-ahead. Cette situation génère des coûts d'opportunité. Or, ces coûts sont déjà pris en compte dans le cadre de la prime de marché pour la grande hydraulique, car les recettes sur le marché day-ahead sont calculées sur la base des profils effectifs. Les coûts d'opportunité ne doivent donc pas être déduits lors du calcul des recettes issues de la vente de PSS. Seule figure dans le profil effectif, la puissance effectivement disponible pour le marché day-ahead.

Les exploitants proposant des offres sur le marché des services-système sont souvent ceux qui gèrent un pool de centrales. En raison de ces offres impliquant plusieurs centrales, il est difficile de savoir de quelle centrale proviennent les différentes recettes réalisées. Le calcul des recettes spécifiques à chaque centrale est donc effectué à l'aide des résultats du marché moyens publiés de Swissgrid. Les coûts occasionnés à Swissgrid sont calculés séparément pour la mise en réserve de puissance (résultats des appels d'offres) et pour le recours à la réserve et sont ventilés par produit de services-système (puissance de réglage primaire [PRP], puissance de réglage secondaire positive ou négative [PRS+ ou PRS-], puissance de réglage tertiaire positive ou négative [PRT+ ou PRT-]). Les coûts sont attribués aux différentes centrales selon une clé de répartition.

Cette clé de répartition est basée sur l'hypothèse suivante : 85 % des PSS sont fournies par des centrales hydroélectriques indigènes. Ces 85% se répartissent entre (1) les centrales non contrôlables et les centrales d'une puissance inférieure à 3 MW, (2) les centrales contrôlables d'une puissance égale ou supérieure à 3 MW et (3) les centrales à pompage-turbinage et les centrales à pompage-turbinage pur. Est considérée comme contrôlable toute installation hydroélectrique disposant d'un réservoir dont le contenu permet de produire de l'électricité pendant au moins six heures à pleine charge (art. 2, let. g, OEneR). On utilise ici les catégories d'installations hydroélectriques contrôlables nouvellement définies dans le cadre de l'instauration de la prime de marché flottante et non pas celles des centrales à accumulation relevant de la statistique des aménagements hydroélectriques (SAHE). Dans la SAHE, la définition des différentes centrales à accumulation repose sur la part de la production hivernale contrôlable. Dans le cas présent, l'élément décisif est de savoir si le réservoir est suffisamment grand pour permettre une exploitation flexible. Il vaut donc mieux se baser sur la catégorie des installations hydroélectriques contrôlables que sur celle des centrales à accumulation retenue par la SAHE. On part également de l'idée que les centrales dont la puissance est inférieure à 3 MW ne proposent généralement pas de PSS. Celles-ci sont donc classées parmi les installations non contrôlables.

Dans les 85 % de PSS évoqués ci-avant, 10 % sont fournies par des centrales non contrôlables et des centrales d'une puissance inférieure à 3 MW, 50 % par des centrales hydroélectriques contrôlables et 40 % par des centrales à pompage-turbinage et des centrales à pompage-turbinage pur. À noter encore que certains produits de services-système ne sont en règle générale pas rentables pour certains types de centrales et ne sont donc pas pris en considération. Les pourcentages non pris en compte pour une catégorie de centrale sont redistribués proportionnellement entre les catégories de centrales pour lesquelles le produit en question est rentable (cf. illustration 1). Dans le cas des centrales non contrôlables et des centrales d'une puissance inférieure à 3 MW, les recettes provenant de la PRP, de la PRS+ ou de la PRT+ ne sont pas prises en compte. Dans le cas des centrales hydroélectriques contrôlables, les recettes issues de la PRP, de la PRS- ou de la PRT- ne sont pas prises en considération. Ce n'est que dans le cas des

centrales à pompage-turbinage et des centrales à pompage-turbinage pur que l'on tient compte de toutes les recettes générées par les produits de services-système.

		Centrales non contrôlables et centrales < 3 MW	Centrales hydroélectriques contrôlables >= 3 MW	Centrales à pompage-turbinage et centrales à pompage-turbinage pur >= 3 MW
Part hydraulique suisse aux PSS		85%		
Part aux coûts de conservation et de recours à la puissance		10%	50%	40%
Produits PSS	PRP	0%	0%	100%
	PRS+	0%	56%	44%
	PRS-	20%	0%	80%
	PRT+	0%	56%	44%
	PRT-	20%	0%	80%
Puissance totale de la catégorie de centrale		3'753 MW	10'269 MW	4'275 MW

recettes non prises en compte (produits non rentables)

recettes prises en compte

Illustration 1 : Répartition des coûts des prestations de services-système (PSS) par type de centrale et produits de services-système pris en considération

Pour chaque centrale, les coûts totaux de Swissgrid pour chaque produit de services-système sont multipliés par la part de la force hydraulique suisse à ces coûts (85 %), puis par la part selon le type de centrale et enfin par la part de puissance de la centrale par rapport à la puissance totale du type de centrale. Ce sont les données de la SAHE qui ont servi de base au calcul de la puissance totale par catégorie de centrale. Les recettes découlant du marché des services-système peuvent ainsi être déterminées (illustration 1).

4.4. Recettes générées par les garanties d'origine

Les recettes générées par les garanties d'origine sont déterminées conformément aux prescriptions figurant à l'art. 30*a*^{quinquies}, al. 4 et 5, OEneR (art. 89, al. 1, let. c, OEneR).

Dans le domaine de l'hydraulique, les valeurs des dernières années sur les bourses européennes révèlent une corrélation entre les prix du marché pour l'électricité et les prix du marché pour les garanties d'origine. Par conséquent, les prix des garanties d'origine sont calculés sur la base d'un pourcentage du prix de marché de référence visé à l'art. 15 OEneR. Ce pourcentage est fixé à 5 %.

Le prix de marché de référence visé à l'art. 15 OEneR correspond à 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 hydroélectriques avec mesure de la courbe de charge.

L'OFEN calcule et publie ce prix de marché de référence chaque trimestre.

4.5. Recettes générées par la réserve d'hiver

La possibilité de réaliser des recettes en raison de la participation à la réserve d'hiver découle de l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH, RS 734.722 ; art. 89, al. 1, let. d, OEneR en relation avec l'annexe 6.1, ch. 4.2.7, OEneR).

La réserve d'hiver comprend une réserve hydroélectrique (art. 1, al. 2, OIRH). L'ElCom fixe, pour chaque hiver, les valeurs-clés de cette réserve, notamment la quantité d'énergie à conserver et la période de conservation. Cette dernière s'étend généralement de début février à mi-mai. Jusqu'en 2024 (à savoir pour l'hiver 2025 et donc la période de conservation allant de début février à mi-mai 2025), l'ElCom a procédé à des appels d'offres pour obtenir la quantité d'énergie à conserver. Les recettes découlant de la réserve hydroélectrique dépendaient des résultats de ces appels d'offres. Pour les hivers suivants, à commencer par celui de 2026, toutes les centrales hydroélectriques à accumulation d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh seront tenues de participer à la réserve hydroélectrique (art. 3 OIRH). En vertu de cette nouvelle réglementation, les participants à la réserve doivent conserver, dans leur centrale hydroélectrique à accumulation, une part correspondant à celle de la quantité totale d'énergie à conserver conformément aux valeurs-clés de l'ElCom (art. 3*a*, al. 3, OIRH). Ils reçoivent une indemnité forfaitaire pour la conservation d'énergie, indemnité dont le taux par GWh d'énergie conservé est calculé et publié chaque année par l'ElCom (art. 5*a*, al. 1 et 2, OIRH).

La procédure concernant la demande de prime de marché est conçue comme une procédure ex-post. Le calcul de cette prime se base sur les chiffres de l'année précédente. Conformément aux principes généraux en matière d'intertemporalité, le droit déterminant est celui en vigueur au moment de la réalisation des faits. Il en ressort les éléments suivants:

- Pour la demande déposée en 2025, ce sont les indemnisations pour la période de conservation de 2024 qui sont déterminantes (adjudications résultant des appels d'offres de 2023).
- Pour la demande déposée en 2026, ce sont les indemnisations pour la période de conservation de 2025 qui sont déterminantes (adjudications résultant des appels d'offres de 2024).
- À partir de la demande déposée en 2027 (portant sur l'exercice 2026 ou l'année hydrologique 2025/2026), et pour les demandes des années suivantes, les centrales hydroélectriques à accumulation d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh, qui sont tenues de participer à la réserve d'hiver, reçoivent une indemnité forfaitaire modérée (OIRH entrée en vigueur le 1er janvier 2025).

L'OFEN ne connaissant pas les résultats des appels d'offres de 2023 et 2024, la quantité d'énergie à conserver et la rémunération pour la conservation doivent être déclarées pour chaque installation hydroélectrique dans les demandes de prime de marché déposées en 2025 et en 2026.

Concernant les demandes déposées à partir de 2027, les recettes générées par la réserve d'hiver seront calculées sur la base de la capacité de stockage, de la quantité totale d'énergie à conserver et du taux de l'indemnité forfaitaire publié par l'ElCom.

Sources

IFBC 2017	Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, IFBC sur mandat de l'OFEN, 2017 (en allemand avec résumé en français).
AES 2017	Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement. Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité. SCCA – CH 2017. Association des entreprises électriques suisses AES, 2017.
AES 2015	Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH. Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité. SCCD – CH 2015. Association des entreprises électriques suisses AES, 2015.
ElCom 2018	Directive 2/2018 de l'ElCom. Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'article 4, alinéa 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité