



Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité

Schéma de calcul pour les coûts d'approvisionnement dès 2026

Systématique de la branche pour la détermination des coûts de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base

SCCA – CH 2025

VSE
AES

Mentions légales et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.electricite.ch

Auteurs et autrices de la révision de 2013 à 2023

Membres respectifs de la commission Coûts et finances
Conseils et réalisation: Markus Flatt, EVU Partners AG (révisions 2013 et 2019)

Auteurs et autrices de la révision 2025

Christine Döbeli	Primeo Energie	Présidente de la commission Coûts et finances
Thomas Schmid	ewb	Membre de la commission Coûts et finances
Ruedi Wermelinger	CKW	Membre de la commission Coûts et finances
Mauro Braghetta	AET	Membre de la commission Coûts et finances
Cédric Chanez	Groupe E	Membre de la commission Coûts et finances
Marco Heer	CKW	Membre de la commission Coûts et finances
Lilian Heimgartner	IBB	Membre de la commission Coûts et finances
Meyer Aurelio	Axpo	Membre de la commission Coûts et finances
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la commission Coûts et finances
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la commission Coûts et finances
Michael Wegmüller	IB Murten	Membre de la commission Coûts et finances
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la commission Coûts et finances
Fabian Hanselmann	Swissgrid	Membre de la commission Coûts et finances
Ottile Morand	Romande Energie	Groupe de travail
Mireille Salathé	AES	Secrétariat technique de la Commission Coûts et Finances
Romina Schürch	AES	Groupe de travail

Responsabilité commission

La commission Coûts et finances de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Printemps 2009	Élaboration première version des recommandations de la branche par la Task Force
4 mars 2010	Approbation par le Comité de l'AES
Juin à octobre 2012	Révision de la version du 4 mars 2010 par la Task Force
3 juillet 2023	Approbation par le Comité de l'AES
Septembre 2016 à février 2017	Révision par la commission Coûts et finances
Février à mars 2017	Consultation membres de la branche de l'AES, groupes d'intérêt et commissions
10 mai 2017	Approbation par le Comité de l'AES
Novembre 2017 à janvier 2018	Révision par la commission Coûts et finances
Février à mars 2018	Consultation membres de la branche de l'AES, groupes d'intérêt et commissions
2 mai 2018	Approbation de la version 2018 par le Comité de l'AES
Juin à juillet 2019	Révision par la commission Coûts et finances
Août à septembre 2019	Consultation membres de la branche de l'AES, groupes d'intérêt et commissions
23 octobre 2019	Approbation version 2019 par le Comité de l'AES
Février à mars 2021	Révision par la commission Coûts et finances
Avril à mai 2021	Consultation membres de la branche de l'AES, groupes d'intérêt et commissions
2 juillet 2021	Approbation version 2021 par le Comité de l'AES
Février à avril 2022	Révision par la commission Coûts et finances
Avril à mai 2022	Consultation membres de la branche de l'AES, groupes d'intérêt et commissions
6 juillet 2022	Approbation version 2022 par le Comité de l'AES
Janvier à mars 2023	Révision par la commission Coûts et finances
Avril à mai 2023	Consultation membres de la branche de l'AES, groupes d'intérêt et commissions
5 juillet 2023	Approbation version 2023 par le Comité de l'AES
Mars à mai 2024	Révision par la commission Coûts et finances
Août à septembre 2024	Consultation membres de la branche
5 novembre 2024	Approbation version 2024 par le Comité de l'AES
Décembre 2024 à janvier 2025	Révision par la commission Coûts et finances
Février 2025	Consultation membres de la branche
17 mars 2025	Approbation version 2025 par le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve le document actuel à la date du 17 mars 2025.

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES



Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Égalité linguistique entre femmes et hommes Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Préface	7
Introduction.....	8
1. Bases	10
1.1 Cadre juridique.....	10
1.1.1 Loi et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité.....	10
1.1.2 Loi sur l'énergie (LEne)	12
1.2 Directives et communications de l'ElCom	13
1.3 Définitions	16
2. Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie	18
2.1 Production.....	19
2.2 Achat	20
2.3 Commercialisation.....	21
2.4 Interfaces des étapes de la création de valeur	21
3. Principes de base relatifs aux coûts d'approvisionnement	22
3.1 Généralités	22
3.2 Explications relatives à la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes	26
3.3 Parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables en Suisse	27
3.4 Autres approvisionnements	29
3.4.1 Principes de base relatifs aux autres approvisionnements	29
3.4.2 Transactions avec l'étranger.....	29
3.4.3 Contrats d'achat à moyen et long terme.....	30
3.4.4 Ajustement des quantités fournies	30
4. Principes de calcul des coûts	31
4.1 Généralités	31
4.2 Schéma des coûts d'approvisionnement.....	32
4.3 Coûts d'approvisionnement des différentes étapes de la création de valeur	33
4.3.1 Coûts d'approvisionnement Production.....	33
4.3.2 Coûts d'approvisionnement Achat	41
4.3.3 Coûts d'approvisionnement Commercialisation.....	42
5. Principes de base de la tarification	44
5.1 Produit électrique standard.....	44
Annexe	46
Exemple de calcul 1	47
Exemple de calcul 2	48
Exemple de calcul 3 a).....	49
Exemple de calcul 3 b).....	50

Liste des figures

Figure 1	Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie	19
Figure 2	Vue d'ensemble des dispositions légales relatives au portefeuille d'énergie de l'approvisionnement de base	23
Figure 3	Présentation détaillée des principes de base relatifs aux coûts d'approvisionnement	25

Liste des tableaux

Tableau 1 Schéma des coûts d'approvisionnement (vue d'ensemble)

33

Liste des abréviations

AB	Approvisionnement de base
FRN	Fonds de roulement net
GO	Garantie d'origine
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
LApEl	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
OApEl	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
PPA	Power Purchase Agreement (contrats de fourniture d'électricité à long terme)
RPC	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
SRI	Système de rétribution de l'injection



Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité par la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et par l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl).

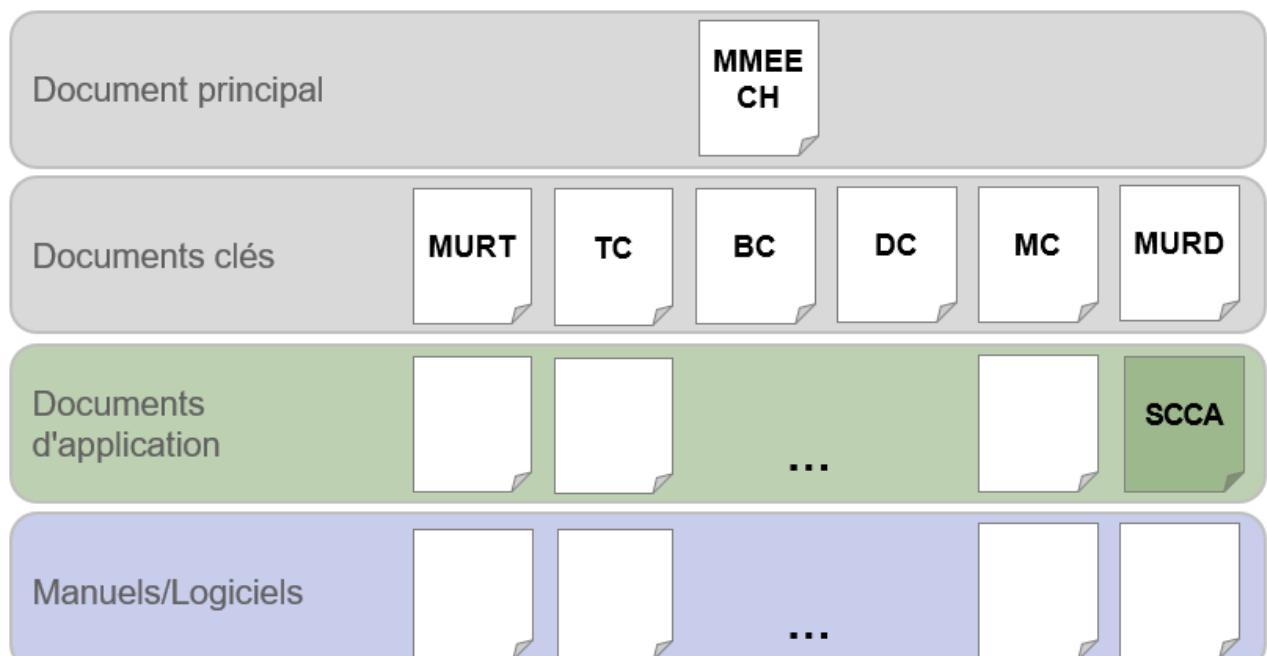
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEl sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique (MMEE)
- Documents clés: Modèle d'utilisation du réseau suisse du transport (MURT), Transmission Code (TC), Balancing Concept (BC), Distribution Code (DC), Metering Code (MC), Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD)
- Documents d'application
- Manuels/Logiciels

Le présent document Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement est un document d'application.

Structure des documents



Introduction

Sur le marché actuellement partiellement libéralisé, les consommateurs finaux avec une consommation annuelle supérieure à 100 MWh ont un droit d'accès libre au réseau. Les autres consommateurs finaux, ainsi que ceux qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau, continueront à être alimentés par l'approvisionnement de base (art. 6, al. 1 LApEI). Dans le domaine de l'approvisionnement de base, les «fournisseurs» ou les «négociants» ne sont pas responsables de la fourniture. Cette tâche est imposée par la loi à chaque gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

La fourniture de l'énergie d'approvisionnement de base s'effectue intégralement, c'est-à-dire sur la base d'un «tarif de l'électricité» avec une indication séparée de la rémunération pour l'utilisation du réseau (utilisation du réseau et mesure séparée), des redevances et des prestations fournies aux collectivités ainsi que le tarif de l'approvisionnement de base (art. 6, al. 3 LApEI). Les coûts énergétiques imputables doivent être déterminés comme base pour la fixation du niveau autorisé du tarif d'approvisionnement de base.

La détermination des coûts pour l'utilisation du réseau est décrite dans la recommandation de la branche de l'AES «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution» (SCCD).

Dans ce contexte, la présente recommandation de la branche de l'AES, intitulée «Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement» (SCCA), a pour objectif principal d'indiquer la marche à suivre pour déterminer le montant des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base, ainsi que pour tenir une comptabilité par unité d'imputation, comme prévue par la loi, pour la composante du tarif concernant la fourniture d'énergie. À compter de 2025, le SCCA (comme le SCCD) sera par ailleurs considéré comme une législation subsidiaire.

La version suivante remplace celle de juillet 2023. L'état de la LApEI est le 29 septembre 2023 et l'état de l'OApeI est le 1^{er} mars 2025. L'édition est valable pour les années tarifaires 2026 et suivantes.

Ce document n'a pas pour objet le calcul des coûts de revient liés à la prime de marché visée par l'art. 30 de la loi sur l'énergie (du 30 septembre 2016, RS 730.0, LEne).

Décisions de principe prises sur la base de l'ancien droit (en vigueur jusqu'au 31 décembre 2024, mais applicable jusqu'à fin 2025¹) et qui, selon l'appréciation de l'AES, restent valables en tout ou au moins en partie en ce qui concerne les principes (obiter dictum):

- Arrêt du Tribunal fédéral 2C_739/2018 du 8 octobre 2018 (vérification des coûts d'énergie imputables pour les exercices 2009/2010 et élargissement à l'ensemble du groupe).
- Arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020 (énergie du pompage et confirmation de la compétence de l'ECom pour la vérification des produits de courant vert).
- Arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023 concernant Repower
- Arrêt du Tribunal administratif fédéral (TAF) A-699/2017 du 26 août 2019 concernant la ville de Lausanne.
- TAF A-2601/2020 du 2 mars 2022 concernant Repower AG
- Arrêt du TAF A-385/2022 du 15 juin 2022 concernant Romande Energie (utilisation du «WACC de la production» comme taux d'intérêt, rémunération du FRN)

¹ Avec la la Directive 7/2024 l'ECom a constaté que pour l'approvisionnement de base en énergie, il y a une lacune entre l'abrogation des anciennes dispositions et l'application des nouvelles dispositions en 2026 et que pour l'année 2025, les dispositions en vigueur s'appliquent jusqu'au 31.12.24.

- Arrêt du TAF A-3857/2023 du 15 janvier 2025 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG (déclaration a posteriori des coûts calculés du capital).
- Décision de l'EICOM 211-00033 du 24 septembre 2020 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG (vérification des coûts d'énergie imputables).
- Décision de l'EICOM 211-00301 du 7 décembre 2021 concernant Romande Energie (vérification des coûts et des tarifs de l'énergie)
- Courrier de conclusion de l'EICOM 211-00016 du 22 février 2022 (pas encore entré en force) concernant Energie Wasser Bern (vérification des coûts du réseau en amont ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau)
- Décision de l'EICOM 211-00016 du 18 octobre 2022 (pas encore entrée en force) concernant Energie Wasser Bern (vérification des coûts du réseau en amont ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau).
- Décision de l'EICOM 211-00385 du 20 septembre 2022 concernant Ville de Lausanne, Services industriels de Lausanne (SiL) (vérification du calcul et du suivi des différences de couverture de l'énergie).
- Décision de l'EICOM 212-00353 du 20 septembre 2022 concernant Buseno, Grono et Roveredo contre Calancasca AG (rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cadre de la fourniture d'énergie supplémentaire).
- Décision EICOM 211-00300 du 7 novembre 2023 (pas encore entrée en vigueur) concernant BKW Energie et Société des Forces Electriques de la Goule SA (coûts et tarifs énergie des exercices 2013-2018 de BKW Energie AG, d'onyx Energie Netze AG et de Forces Electriques de la Goule SA — coûts et tarifs énergie de l'exercice 2017)
- Décision de l'EICOM 212-00394 du 6 juin 2023 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG à propos de la déclaration a posteriori des coûts calculés du capital.



1. Bases

1.1 Cadre juridique

Les paragraphes qui suivent résument (de façon non exhaustive) les principales bases juridiques.

1.1.1 Loi et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

L'**art. 4, al. 1, let. c^{bis} LApEI** dispose que la production propre élargie englobe la production d'électricité à partir d'installations propres, des prélèvements reposant sur des participations ainsi que de l'électricité découlant de l'obligation de reprise au sens de l'art. 15 LEne.

L'**art. 6 LApEI** régit l'obligation de fourniture et la structure tarifaire pour l'approvisionnement de base dans ses principes. La structure des coûts dans l'approvisionnement de base repose sur une séparation du portefeuille de l'approvisionnement de base et de celui des clients du marché libre. L'alinéa 1 définit l'approvisionnement de base comme la mise en œuvre des mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs (consommation annuelle inférieure à 100 MWh par site de consommation) et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils souhaitent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. Les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de

- proposer une offre de fourniture d'électricité basée en particulier sur l'utilisation d'énergie indigène issue de sources renouvelables (produit électrique standard) (al. 2^{bis});
- pour les consommateurs captifs, publier pour chaque catégorie de clients avec des caractéristiques de consommation équivalentes et des niveaux de tension identiques, un tarif de l'électricité fixe valable un an², qui fera l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, la rémunération pour la mesure ainsi que les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques (al. 3);
- tenir une comptabilité par unité d'imputation distincte pour la composante du tarif concernant la fourniture d'énergie. Ni le législateur ni l'EICOM ne précisent la structure concrète de la comptabilité analytique. L'AES recommande, pour des raisons pratiques, de mettre en place au moins deux unités d'imputation séparées (énergie d'approvisionnement pour les consommateurs captifs et énergie d'approvisionnement pour les consommateurs finaux renonçant à l'accès au réseau) pour les coûts et revenus de l'énergie de l'approvisionnement de base. La ventilation plus détaillée en groupes de produits énergétiques ou en produits énergétiques doit être spécifique à l'entreprise, le cas échéant.

L'**art. 6, al. 5 LApEI** dispose que l'approvisionnement de base doit comprendre une part minimale de la production propre élargie, issue d'énergies renouvelables en Suisse du gestionnaire de réseau de distribution concerné (let. a). Il prévoit également une exigence générale concernant une part minimale d'électricité indigène issue d'énergies renouvelables (let. b).

L'**art. 6, al. 5^{bis} LApEI** définit par ailleurs les autres principes de base à prendre en compte par les gestionnaires de réseau de distribution. Les achats effectués pour l'approvisionnement de base et ceux réalisés pour les consommateurs finaux du marché doivent être séparés. Les contrats d'achat sont

² Les adaptations de tarif en cours d'année ne sont pas autorisées (voir communication de l'EICOM du 7 décembre 2021, mise à jour du 15 mars 2022: Housse des prix de l'électricité: Questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité). Les éventuelles modifications de quantité et de prix sont établies lors du calcul rétrospectif et reportées sur les années suivantes via des différences de couverture.

attribués en tout ou en partie à l'un ou l'autre segment pour toute la durée de validité. Ces attributions doivent faire l'objet d'une documentation (let. b). Dans ce contexte, dans la mesure du possible, la stratégie d'approvisionnement doit protéger les gestionnaires de réseau de distribution contre les fluctuations de prix du marché (let. a). Les achats peuvent être effectués sans appel d'offres, mais en garantissant une procédure transparente et non discriminatoire (let. c). Les tarifs de l'approvisionnement de base peuvent inclure, outre un bénéfice approprié, les coûts de revient moyens (ensemble de la production dans le cas d'installations propres ou prélevements reposant sur des participations), les coûts d'acquisition (dans le cas de contrats d'achat), ainsi que la rétribution correspondante pour l'énergie issue des reprises selon l'art. 15 LEne (let. d).

L'art. 12 LApEI constraint les gestionnaires de réseau à publier annuellement les tarifs d'électricité (al. 1) et à établir des factures transparentes et comparables (al. 2). La fourniture d'énergie doit être mentionnée séparément sur la facture. Le terme «tarif de l'électricité» a ici un sens analogue au terme «tarif de l'approvisionnement de base» selon l'art. 4 OApEI.

L'art. 33c LApEI comprend les dispositions transitoires relatives à l'entrée en vigueur des nouvelles prescriptions. Les nouvelles prescriptions relatives à l'approvisionnement de base visées à l'art. 6 s'appliquent pour la première fois à l'année tarifaire suivant l'entrée en vigueur de la modification du 29 septembre 2023 (al. 1). Pour les contrats d'achat visés à l'art. 6, al. 5 et 5bis, qui sont en cours lors de l'entrée en vigueur de la modification du 29 septembre 2023, le gestionnaire de réseau de distribution doit décider si et quelle quantité d'énergie il attribue au segment de l'approvisionnement de base (art. 6, al. 5bis, let. b) (al. 2) pour la durée restante du contrat après l'entrée en vigueur. Lors de la publication de comparatifs de qualité et d'efficacité (art. 22a), l'EICOM peut utiliser les données disponibles à l'entrée en vigueur de la modification du 29 septembre 2023. Les données peuvent porter au plus tôt sur l'année 2022 (al. 3).

L'art. 4 OApEI définit les principes des tarifs de l'approvisionnement de base, notamment la durée de validité (al. 1), le montant des tarifs incluant un bénéfice approprié (al. 2 et 3) et les principes de calcul des coûts d'énergie imputables (al. 3). Les tarifs de l'approvisionnement de base se fondent sur les coûts de l'énergie imputables. Les principes de base suivants régissent leur calcul:

- Sont considérés comme des coûts d'énergie imputables le coût de revient d'une production efficace, les coûts d'acquisition moyens des contrats d'achat conclus à des conditions raisonnables, la rétribution conformément à l'art. 15 LEne, y compris les éventuelles rétributions des GO, les coûts d'administration et de distribution, ainsi qu'un bénéfice approprié.
- Les coûts de revient imputables d'une production efficace, y compris la valeur des garanties d'origine, sont les coûts d'exploitation ainsi que les coûts de capital (let. b).
- Lors de la détermination du coût de revient moyen de la production d'électricité à partir d'installations propres et d'achats liés à des participations, il importe peu que les quantités d'électricité produites soient vendues dans le cadre de l'approvisionnement de base ou d'une autre manière.
- Les gestionnaires de réseau de distribution utilisent prioritairement des garanties d'origine provenant de leur production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis} LApEI).
L'affectation des nouveaux contrats d'achat conclus doit être inscrite dans la comptabilité analytique d'ici le 31 août (al. 4).

L'art. 4a OApEI fixe les parts minimales imposées par le législateur (art. 6, al. 5 LApEI) pour la production propre et l'électricité issues d'énergies renouvelables. La première part minimale (art. 6, al. 5, let. a

l'ApEl) se rapporte à la production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis} l'ApEl) issue d'énergies renouvelables indigènes. En principe, les gestionnaires de réseau de distribution doivent en écouter au moins la moitié dans le cadre de leur approvisionnement de base (cette part minimale peut être inférieure si elle représente au moins 80 % de l'énergie fournie dans l'approvisionnement de base, al. 1). La deuxième part minimale (art. 6, al. 5, let. b l'ApEl) impose que l'approvisionnement de base soit assuré à hauteur de 20 % au moins par de l'électricité issue d'énergies renouvelables produite par des installations de production indigènes (al. 2). Le gestionnaire de réseau de distribution fixe le pourcentage visé aux lalinéas 1 et 2 au 31 août pour l'année tarifaire suivante dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2^e phrase l'ApEl) (al. 3). Pour attester le respect des parts minimales, il présente à l'EICOM, sur demande, les participations correspondantes et les contrats d'achat à moyen et long terme (al. 4).

L'**art. 4b OApEl** fixe les exigences relatives au produit électrique standard (art. 6, al. 2^{bis} l'ApEl), valables à partir de l'année tarifaire 2028.

L'**art. 4c OApEl** précise les mesures à prendre par les gestionnaires de réseau de distribution pour se prémunir contre les fluctuations des prix du marché.

L'**art. 4d OApEl** régit l'imputation des coûts liés aux mesures d'amélioration de l'efficacité mises en œuvre par les fournisseurs d'électricité auprès des clients de l'approvisionnement de base.

L'**art. 4e OApEl** constraint les gestionnaires de réseau de distribution à justifier, pour leurs consommateurs finaux avec approvisionnement de base, toute hausse ou baisse des tarifs d'électricité et à justifier toute hausse à EICOM.

L'**art. 4f OApEl** constraint les gestionnaires de réseau de distribution à compenser les différences de couverture dans l'approvisionnement de base dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de découverts de couverture, il est possible de renoncer à la compensation. Dans des cas justifiés, l'EICOM peut prolonger la période de compensation d'une différence de couverture. Les nouvelles dispositions relatives aux différences de couverture s'appliqueront pour la première fois pour les différences de couverture de l'exercice 2024 (art. 31m OApEl).

L'**art. 19 OApEl** prévoit que, pour ses activités de vérification, l'EICOM peut établir des comparatifs d'efficacité entre gestionnaires de réseau comparables. En cas de coûts injustifiés, elle ordonne que ces derniers soient contrebalancés dans le cadre de la compensation des différences de couverture des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesure.

1.1.2 Loi sur l'énergie (LEne)

L'**art. 15 LEne** régit l'obligation de reprise et de rétribution de l'énergie.

L'**art. 31 LEne** dispose que les ayants droit à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques peuvent tenir compte dans les tarifs d'approvisionnement de base des coûts de revient de la quantité maximale d'électricité qu'ils peuvent vendre au titre de celui-ci (al. 3).

L'**art. 38, al. 2 LEne** prévoit que la prime de marché soit versée pour la dernière fois pour l'année 2030 (initiative parlementaire Girod).

1.2 Directives et communications de l'ElCom

- (1) La directive **2/2018** de l'ElCom sur les «Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4, al. 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité» contient les principes de calcul ainsi qu'un schéma des coûts de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Selon cette directive, les coûts imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'une production performante et efficace ainsi que les redevances aux collectivités publiques en lien avec la production (p. ex. redevance hydraulique).

La directive de l'ElCom expose également que les avantages de l'accès libre au réseau doivent être répartis entre l'approvisionnement de base et d'autres activités de marché sur la base des quantités d'énergie fournies. Cette méthode est appelée «méthode du prix moyen» et sera supprimée par la LApEI avec une entrée en vigueur pour l'année tarifaire 2026.

Sur le modèle de cette directive, la présente recommandation de la branche utilise, pour les coûts imputables pour la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base, le terme «coûts d'approvisionnement»³ au sens large. Cela signifie qu'il convient d'ajouter aux coûts de production proprement dits et aux coûts issus des contrats d'achat à long terme⁴, les autres coûts incombant à une entreprise d'approvisionnement en énergie, dans le cadre de la réalisation de sa mission d'approvisionnement consistant à fournir de l'énergie au consommateur final. Ceux-ci comprennent en particulier les coûts d'achat et de commercialisation (au sens de l'achat d'énergie, du matériel et des charges de personnel).

Il convient par contre de ne pas tenir compte des coûts liés à l'exploitation d'un réseau de distribution. Il résulte de ces considérations les types de coûts d'approvisionnement des étapes de création de valeur suivantes, utilisées dans la présente recommandation de la branche (présentées plus en détail au chapitre 2 ci-dessous):

- production (entreprises partenaires comprises)
- achat
- commercialisation

Suite aux nouvelles dispositions concernant le calcul des coûts de l'énergie imputables, la directive 2/2018 est applicable aux années tarifaires allant jusqu'à 2025.

- (2) La directive **3/2022** de l'ElCom sur la «règle dite des 60 francs» définit les valeurs limites valables à partir de l'année tarifaire 2024 pour l'évaluation des coûts et bénéfices appropriés pour la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base. Les coûts administratifs et les coûts de commercialisation (y c. autres coûts) ainsi que les bénéfices de la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base qui ne dépassent pas un total de CHF 60 par destinataire de facture sont alors considérés comme non problématiques et ne sont pas analysés plus avant par l'ElCom. Si les coûts et bénéfices dépassent cette valeur limite, le gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base doit réduire proportionnellement son bénéfice de la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base. Si les coûts dépassent à eux seuls les CHF 60, la part des bénéfices diminue jusqu'à hauteur de la rémunération proportionnelle du fonds de roulement net et l'ElCom analyse les

³ Le présent document utilise toutefois le terme «coûts de production» (pour désigner les mêmes types de coûts) lorsqu'il est explicitement fait référence à l'OAPEI et à la directive 3/2012 de l'ElCom, puisque c'est le terme qui y est employé.

⁴ Sur le modèle de la directive, cela inclut non seulement les LTC avec la France, mais aussi les achats à long terme de manière générale.

coûts de manière approfondie. Les coûts de la fourniture d'énergie sont alors acceptés jusqu'à CHF 100 au maximum par destinataire de facture dans l'approvisionnement de base.

Pour les années tarifaires 2020 à 2023, les valeurs limites de CHF 75 ou de CHF 120 par destinataire de facture ont été appliquées. Jusqu'à l'année tarifaire 2019 inclusive, les valeurs limites de CHF 95 ou de CHF 150 par destinataire de facture avaient été appliquées⁵.

Suite aux nouvelles dispositions concernant le calcul des coûts de l'énergie imputables, la directive 3/2022 est applicable aux années tarifaires allant jusqu'à 2025. Au 1^{er} janvier 2026, la règle des 60 francs sera remplacée par l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5 OApEI. Cette nouvelle disposition relative à la détermination du bénéfice approprié s'appliquera donc pour la première fois à l'année tarifaire 2026 (art. 33c, al. 1 LApEI).

- (3) La directive 2/2019 relative aux «Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes» doit être appliquée non seulement pour l'utilisation du réseau, mais aussi pour l'approvisionnement de base en électricité. Cette directive est applicable pour la gestion des différences de couverture jusqu'à la fin de l'exercice 2023. Pour les différences de couverture de l'exercice 2024, les nouvelles dispositions de l'OAPEI (donc la directive 03/2024) s'appliquent pour la première fois (cf. chapitre 1.1.1).

La directive 2/2019 précise que les différences de couverture en raison d'excédents et de découverts doivent être justifiées envers l'EICOM dans le cadre du calcul rétrospectif de l'approvisionnement de base, et le solde à reprendre est rémunéré au moyen du WACC. L'EICOM applique pour ce faire non pas le «WACC de la production», mais le «WACC du réseau électrique».

En ce qui concerne les différences de couverture, l'application et le traitement d'un délai de prescription de 5 ans ne sont pas définitivement clarifiés au niveau juridique pour l'instant. Dans la procédure SiL 211-00385, l'EICOM a décidé que la prescription commençait à courir le premier jour suivant la fin de l'année tarifaire concernée. Par exemple, le délai de prescription pour les tarifs de l'année 2016 commence à courir le 1^{er} janvier 2017 et se termine par conséquent le 31 décembre 2021. L'application du principe de l'année de base et la prescription de réduire la différence de couverture en trois années tarifaires sont cohérentes avec le délai de prescription de cinq ans.

- (4) La directive 5/2022 remplace la précédente directive 1/2020 et précise des exigences importantes de l'EICOM concernant la présentation ainsi que les adaptations rétroactives de la comptabilité analytique annuelle. Elle presuppose «que le gestionnaire de réseau [a] connaissance de la jurisprudence pertinente». En outre, l'EICOM se réserve le droit de pouvoir ordonner de son côté des adaptations et exige que les gestionnaires de réseau lui soumettent une demande écrite lorsqu'ils ont eux-mêmes besoin d'apporter des adaptations rétroactives. Selon l'EICOM, les adaptations rétroactives d'un fichier de comptabilité analytique ne sont autorisées que pour les cinq derniers exercices comptables clôturés au maximum, par analogie à l'art. 128, ch. 1 CO. Pour ce qui est de la justification d'adaptations rétroactives, l'EICOM exige néanmoins des «motifs valables». Selon le TAF A-3857/2023 du 15 janvier 2025, l'EICOM a été soutenue dans sa manière de faire (procédure 212-00394⁶).

⁵ Cf. décision de l'EICOM 211-00008 du 22 janvier 2015 concernant Repower AG (entrée en force et confirmée par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023) au sujet de la dérivation de la règle d'origine des 95 CHF, <https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/c778Oo2Rekn2/21100008%20at%2095709127%20Abschlussbeschreiben.pdf>

⁶ Décision de l'EICOM 212-00394 du 6 juin 2023 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG à propos de la déclaration a posteriori des coûts calculés du capital.

- (5) La directive 1/2025 de l'ElCom sur le «WACC de la production» fixe le WACC pour les coûts de revient selon l'art. 4 OApEI, en se référant au WACC fixé chaque année par le DETEC pour les mesures d'encouragement à la grande hydraulique. Le «WACC de la production» est revu chaque année par le DETEC, adapté si besoin et publié ensuite par l'ElCom dans une nouvelle directive. L'art. 4, al. 3, let. b, ch. 2, OApEI stipule désormais que, pour déterminer les coûts de capital, le taux d'intérêt calculé selon l'annexe 3 OEneR est déterminant pour la rémunération des installations de production existantes. Aucune directive de l'ElCom ne sera donc nécessaire pour l'année 2026 et les années suivantes. À l'avenir, il sera fait référence au taux d'intérêt publié chaque année par l'OFEN.

Dans son arrêt A-385/2022 du 15 juin 2022, le TAF a confirmé que l'ElCom pouvait, par ses directives sur le WACC, fixer ceux-ci de manière standardisée. Toutefois, elle doit dans ce cas vérifier au cas par cas si ce WACC est effectivement approprié.

L'application rétroactive de ce taux d'intérêt, qui a été fixée pour la première fois dans la directive 3/2018 (abrogée entre-temps), est contestée. L'arrêt du TAF A-385/2022 du 15 juin 2022 a lui aussi laissé cette question en suspens.

- (6) La directive 03/2024 concernant les différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes complète la directive 2/2019. Si le montant total de la rémunération perçue par le gestionnaire de réseau de distribution pour l'approvisionnement de base ne correspond pas aux coûts de l'énergie imputables (différence de couverture), celui-ci doit compenser l'écart dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de découvert de couverture, il est possible de renoncer à la compensation.

Les différences de couverture en raison d'excédents et de découverts présentés envers l'ElCom dans le cadre du calcul rétrospectif de l'approvisionnement de base seront rémunérées selon le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OAPEI (art. 4d, al. 3 et 18a, al. 3 OApEI).

- (7) La directive 7/2024 fait observer que, pour l'approvisionnement de base en énergie, il y a une lacune entre l'abrogation des anciennes dispositions et l'application des nouvelles dispositions en 2026 et que pour l'année 2025, les dispositions en vigueur s'appliquent jusqu'au 31.12.24.

- (8) La directive 2/2025 précise les directives relatives à l'attribution des contrats d'achat existants et à leur documentation. Les contrats d'achat doivent être affectés, avec toute ou une partie de la quantité d'électricité, au segment concerné avec effet pour toute la durée et documentés. Pour les contrats d'achat en cours, il faut décider lors de l'entrée en vigueur, avec effet pour la durée restante du contrat, si les contrats doivent être attribués au segment de l'approvisionnement de base et, le cas échéant, pour quelle quantité d'énergie. L'attribution des contrats d'achat existants doit être effectuée de manière à ce que l'approvisionnement de base et les consommateurs finaux faisant usage de leur libre accès au réseau soient approvisionnés à des conditions comparables. Cela peut notamment être assuré par une attribution proportionnelle des contrats d'achat à l'aide des quantités d'énergie vendues. L'attribution unilatérale de contrats coûteux pour l'approvisionnement de base est interdite.

- (9) La directive 3/2025 précise les prescriptions relatives au respect de la part minimale de 20 % d'énergies renouvelables provenant d'installations indigènes (part minimale 2) pendant la période transitoire. La part minimale 2 doit être remplie à partir de l'année tarifaire 2026. Pendant la période transitoire de deux ans, c'est-à-dire durant les années tarifaires 2026 et 2027, cette part minimale 2 (dans la mesure où elle n'est pas déjà couverte par la production propre élargie) peut également être

remplie par l'achat de garanties d'origine. Ceci est valable que le gestionnaire de réseau de distribution ait ou non des contrats d'achat à moyen et long terme en cours. À partir de l'année tarifaire 2028, l'achat de garanties d'origine seul ne suffira plus pour remplir la part minimale 2.

- (10) La **communication relative à la part minimale de la production propre élargie à partir d'énergies renouvelables indigènes dans l'approvisionnement de base (part minimale 1)** précise que la part minimale 1 doit être respectée chaque année, que les écarts en cours d'année ne sont pas pris en compte et qu'elle ne doit donc pas être remplie à tout moment. En cas d'impossibilité objective, il est exceptionnellement permis de descendre en dessous de la part minimale 1. L'impossibilité ne doit pas être imputable au gestionnaire de réseau. Il est en outre précisé que l'approvisionnement de base ne doit pas se voir attribuer des quantités d'énergie supérieures à celles qui y sont effectivement consommées. Seules les quantités effectivement consommées dans l'approvisionnement de base sont imputables.
- (11) La **directive 4/2025** précise l'attribution de la production propre élargie au sein d'un groupe. Il y a production propre élargie au sens de l'art. 4, al. 1, let. c^{bis} LApEI lorsqu'il existe un lien d'exploitation étroit entre la personne morale responsable de l'exploitation du réseau (gestionnaire de réseau désigné par le canton pour une zone de desserte selon l'art. 5, al. 1, LApEI) et la personne morale qui produit de l'électricité dans ses propres installations ou qui en préleve en raison de sa participation, par exemple sur la base des secteurs d'une entreprise d'approvisionnement en énergie (EAE) traditionnelle. Il est clair qu'il y a production propre élargie lorsque la même personne morale est responsable de l'exploitation du réseau, des installations de production, de la distribution, du commerce et des prestations de services. Si, par exemple, les secteurs d'une EAE traditionnelle (réseaux, production, distribution, commerce et services) sont chacun rattachés à une personne morale qui est liée à une société mère (groupe, holding), il faut partir du principe qu'il existe un lien d'exploitation étroit entre ces personnes morales. Dans les constellations comportant plusieurs gestionnaires de réseau au sein d'une structure de groupe ou de holding, il convient d'évaluer au cas par cas s'il y a production propre élargie et à quel gestionnaire de réseau elle doit être attribuée. Les gestionnaires de réseau doivent procéder à cette évaluation dans le cadre du calcul des tarifs et la refléter dans la comptabilité analytique.
- (12) Dans le document **Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050**, l'ElCom s'exprime également, au chapitre 6 *Tarifs de l'énergie*, sur les questions de mise en œuvre dans le cadre de la LApEI.

1.3 Définitions

- (1) Les **consommateurs finaux** sont des clients achetant de l'électricité pour leurs propres besoins;
- (2) Les **consommateurs finaux captifs** sont des clients dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh par site de consommation. Ils ne disposent d'aucun droit d'accès au réseau.
- (3) Les **consommateurs finaux avec approvisionnement de base** sont des consommateurs finaux captifs ou qui renoncent à l'accès au réseau (art. 2, al. 1, let. f OApEI). Le gestionnaire de réseau de distribution doit prendre les mesures requises pour pouvoir leur fournir en tout temps la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité demandé et à des tarifs équitables.
- (4) Les **consommateurs finaux libres** sont des consommateurs finaux qui font ou ont déjà fait usage de leur droit d'accès au réseau. Ils sont exclus de l'approvisionnement de base au sens de l'art. 6 LApEI.

Dans ce cas, il n'y a pas de régulation des prix et des coûts d'approvisionnement imputables en vertu de la LApEI.⁷ L'art. 6 LApEI n'est pas applicable à la relation entre le gestionnaire de réseau de distribution et ses gestionnaires de réseau indépendants en amont ou ses fournisseurs d'énergie, car les gestionnaires de réseau de distribution ne constituent pas des consommateurs finaux et n'ont donc pas droit à l'approvisionnement de base.

- (5) **Les consommateurs finaux libres sans contrat de fourniture valable** tombent dans l'approvisionnement de remplacement. Le principe «libre un jour, libre toujours» s'applique. La possibilité de participer à un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) existant ou nouveau à former selon l'art. 11, al. 2^{bis} OApEI, constitue la seule exception à ce principe. La tarification de l'approvisionnement de remplacement s'effectue principalement individuellement, sur une base contractuelle, et ne fait pas partie intégrante du présent document. Voir à ce sujet notamment aussi le manuel de l'AES «Approvisionnement de remplacement» (AR 2022).
- (6) **La production propre au sens strict** englobe les propres installations de production et les prélèvements reposant sur des participations, à l'exception de l'électricité découlant de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEne.
- (7) **La production propre élargie** englobe la production propre au sens strict ainsi que l'électricité découlant de l'obligation de reprise (cf. rapport explicatif de l'OFEN sur l'OAPEI⁸).
- (8) On entend par **contrats d'achat à long terme**, les contrats de fourniture d'électricité conclus entre un producteur d'électricité/négociant en électricité et un acheteur tiers/sous-distributeur/consommateur final, dans le cadre desquels le courant est mis à disposition par une centrale électrique ou un parc de centrales du groupe-bilan dudit client/consommateur. Les contrats d'approvisionnement à long terme peuvent être couplés à une GO, mais ce n'est pas obligatoire. Les **Power Purchase Agreements (PPA)** entrent également dans cette catégorie. Ce sont des contrats d'achat d'électricité d'une centrale électrique spécifique. Les contrats d'achat à long terme peuvent par exemple être utilisés pour se prémunir contre les fluctuations des prix du marché conformément à l'art. 4c de l'OAPEI. Pour cela, la reprise des GO n'est pas obligatoire. Toutefois, elles ne peuvent alors pas être prises en compte dans la part minimale 2.
- (9) **Les contrats d'achat à long terme au sens de l'art. 4a, al. 2 OApEI**, c.-à-d. ceux qui peuvent être pris en compte dans la part minimale 2, doivent obligatoirement se rapporter à l'énergie indigène renouvelable, inclure la reprise de GO et présenter une durée d'au moins 3 ans.
- (10) **Les installations propres participant à la RPC/au SRI⁹ en commercialisation directe** (art. 19 ss. LEne), à savoir les centrales ou les sociétés de production du gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base, sont soumises au champ d'application de l'art. 6 LApEI. L'électricité produite est alors considérée comme de l'électricité sans GO, car les GO ne peuvent pas être commercialisés pour ces installations. L'énergie correspondante peut être attribuée à la production propre élargie issue d'énergies non renouvelables.

⁷ «La part du portefeuille de production et de négoce qui n'est pas utilisée pour l'approvisionnement de base n'est donc pas non plus soumise à la régulation de l'art. 6 LApEI. Les gestionnaires de réseau fixent librement leurs tarifs/prix dans ce domaine» (extrait de la décision 211-00008 de l'El-Com du 22 janvier 2015 concernant Repower AG et Repower Schweiz AG) — confirmé dans l'arrêt du TAF A-1344/2015 du 28 juin 2018 et dans l'arrêt du TAF A-2601/2020 du 2 mars 2022 (entré en force et lui-même confirmé par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023).

⁸ Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables: Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation; <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/11930>

⁹ La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) a été transférée dans le système de rétribution de l'injection (SRI) au 1^{er} janvier 2018.

- (11) **Les installations propres participant à la RPC/au SRI sans commercialisation directe**, (art. 19 ss. LEne), ne sont pas soumises au champ d'application de l'art. 6 LApEI.
- (12) **Les installations propres avec prime de marché** (art. 31 LEne) ou **avec contribution d'investissement ou rétribution unique** (art. 24 ss LEne) relèvent de l'art. 6 LApEI. La présente recommandation de la branche concerne les **gestionnaires de réseau de distribution** qui fournissent de l'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau de distribution sont soumis aux dispositions de l'art. 6 LApEI. Les gestionnaires de réseau de distribution qui n'approvisionnent pas de consommateurs finaux avec approvisionnement de base ne sont pas soumis à ces dispositions.
- (13) **Les fournisseurs d'énergie indépendants** sans mandat d'approvisionnement de base, ainsi que les négociants en électricité proprement dits ne sont pas soumis aux réglementations de l'art. 6 LApEI.
- (14) **Bénéfice approprié (tarif de l'approvisionnement de base)**: conformément à l'art. 6, al. 5bis, let. d LApEI, un bénéfice approprié est autorisé. Le bénéfice fait partie des coûts de l'énergie imputables et peut correspondre au maximum aux intérêts calculés annuels sur le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation (art. 4, al. 3, let. a, chiffre 5 OApEI). Selon l'art. 4 OApEI, le rythme de facturation devrait être pris en compte dans ce calcul, mais cela ne permettrait plus, du point de vue de l'AES, de réaliser un bénéfice approprié.

Le capital de roulement net¹⁰ est défini en se basant sur les coûts de l'énergie imputables:

- coûts de revient d'une production efficace
- coûts d'acquisition moyens des contrats d'achat
- rétribution payée de l'obligation de reprise (art. 15, al. 1 LEne)
- coûts de gestion et d'exploitation affectés

Si les intérêts théoriques du fonds de roulement net (FRN) sont pris en compte dans les différents niveaux de création de valeur (chapitres 2 et 4), la somme de tous les niveaux de création de valeur ne doit pas dépasser les intérêts théoriques annuels maximaux, conformément aux explications ci-dessus.

2. Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie

- (1) Pour assurer l'approvisionnement de base en énergie au sens de l'art. 6 LApEI, outre l'infrastructure de réseau pour le transport et la distribution, les étapes de la création de valeur suivante sont pertinentes selon l'entreprise d'approvisionnement en électricité: La production et/ou l'achat de quantités supplémentaires d'électricité auprès de producteurs tiers ou sur le marché, ainsi que la vente d'électricité aux consommateurs finaux. Étant donné que, selon l'art. 10, al. 3 LApEI, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent séparer, au moins sur le plan comptable, les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité, le présent schéma de calcul des coûts se concentre exclusivement sur les «étapes de la création de valeur relatives à l'énergie».

¹⁰ Communication de l'ElCom du 4 février 2025 — «Fonds de roulement net du réseau — Changement de pratique à partir de l'année tarifaire 2026»



Figure 1 Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie

- (2) Une entreprise d'approvisionnement en électricité ou un gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base peut étendre ses activités à toutes les étapes de la création de valeur, ou se limiter à certaines d'entre elles, et peut choisir librement son organisation. Les différents éléments de la chaîne de création de valeur peuvent être acquis sous forme de prestations auprès de tiers ou confiés à des tiers. Les entreprises d'approvisionnement en électricité dont l'activité ne correspond pas à une étape de la création de valeur ne sont pas tenues d'observer les dispositions du chapitre concerné du présent document.
- (3) Les portefeuilles d'énergie de l'**approvisionnement de base** et des **consommateurs finaux du marché libre** (consommateurs finaux qui ont fait usage de leur accès au réseau et qui s'approvisionnent sur la base de contrats de marché, sous-distributeurs et négoce, incl.) sont pris en compte séparément. Il faut s'assurer que les coûts de chaque étape de création de valeur peuvent être attribués à ces deux portefeuilles.

2.1 Production

- (1) Les coûts de la production au sens strict (cf. définition 1.3) d'électricité dans les centrales électriques propres ainsi que dans les centrales partenaires exploitées en commun avec des partenaires sont représentés dans le présent schéma de comptabilité analytique dans l'étape «Production» de la création de valeur.
- (2) Par coûts de production, nous entendons l'ensemble des coûts d'une centrale électrique aux bornes de la centrale (à partir du point d'injection). Ils comprennent l'ensemble des coûts identiques aux charges, occasionnés directement ou indirectement par la production, les coûts calculés (tels que les coûts liés à la livraison d'énergie gratuite ou à tarif préférentiel) et les coûts calculés du capital liés aux actifs d'exploitation. En cas de production simultanée d'électricité et de chaleur, les coûts sont pris en compte de façon pondérée, c'est-à-dire que seule la part des coûts liés à la production d'électricité est prise en compte dans le calcul des coûts d'approvisionnement.
- (3) Les coûts des entreprises partenaires sont proportionnels aux rapports de participation et/ou aux soutirages d'énergie. Le calcul des coûts se base sur les mêmes principes que ceux pour les centrales propres conformément au point (2). La présentation des comptes et le reporting des entreprises partenaires sont régis par le manuel de l'AES «Rechnungslegung und Reporting nach Swiss GAAP FER für Partnerwerke» (RLRP 2024)¹¹.
- (4) Pour les centrales de pompage-turbinage, seule la part de la production issue d'apports naturels est considérée comme renouvelable (par analogie avec le marquage de l'électricité). Par conséquent, les centrales de pompage-turbinage n'obtiendront des GO que pour cette part. La part résiduelle de la production par «pompage» d'eau relève de la production non renouvelable et ne bénéficie pas de GO. Pour la répartition des coûts entre ces deux parts de production distinctes en termes de qualité écologique, il est recommandé de procéder de la manière la plus équitable possible. Cela devrait être

¹¹ <https://www.strom.ch/de/media/15009/download>.

possible, notamment pour les coûts d'acquisition de l'énergie de pompage ou pour certaines taxes comme la redevance hydraulique. Concernant les catégories de coûts pour lesquelles une imputation selon le principe de causalité est exclue, il est recommandé d'utiliser une clé de répartition pondérée¹².

- (5) Les contributions uniques aux frais d'investissement, les rétributions uniques ou d'autres subventions uniques doivent être inscrites au passif et liquidées en fonction de la durée d'amortissement des installations concernées.
- (6) Le portefeuille complet de production d'énergie est transféré à l'étape de création de valeur en aval «Achat». La répartition correspondante des quantités et qualités d'énergie nécessaires à l'approvisionnement de base se fait à cette étape aval.

2.2 Achat

- (1) L'étape de création de valeur Achat couvre l'ensemble des coûts d'acquisition et de répartition incomitant à une entreprise d'approvisionnement en électricité, en plus de la production, pour générer la quantité d'énergie nécessaire à l'approvisionnement des consommateurs finaux. Cette étape couvre d'une part les coûts liés à l'obligation de reprise conformément à l'art. 15 LEne et d'autre part les coûts liés aux contrats d'achat à long terme (conformément à la définition présentée en haut du chapitre 1.3), ainsi que les coûts liés aux autres contrats d'acquisition destinés à assurer la fourniture aux consommateurs finaux. Contrairement à la production basée sur les coûts, ces contrats d'achat reposent généralement sur le prix du marché et ont avant tout pour objectif de compenser une position courte (position ouverte), afin de pouvoir garantir à tout moment la livraison physique aux consommateurs finaux de l'entreprise.
- (2) Cette compensation d'une position courte ouverte peut être effectuée au moyen de différentes stratégies d'acquisition. Toutefois, l'art. 4c OApEl introduit l'obligation d'un achat structuré (cf. chapitre 3.4.1). Il s'agit d'acquérir différents produits d'électricité à différents moments, tout en couvrant les besoins résiduels sur le marché spot. En raison de la complexité et de la nécessité de posséder des connaissances spécialisées, la mise en œuvre opérationnelle de cette stratégie est généralement confiée au service de négoce interne ou à un prestataire externe. Une entreprise d'approvisionnement en électricité peut certes opter pour une fourniture intégrale et obtenir ainsi à toute heure la quantité d'électricité dont elle a besoin auprès de son fournisseur en amont, mais elle doit tout de même veiller à ce que celui-ci prenne les dispositions nécessaires pour satisfaire aux obligations découlant des art. 4a et 4c OApEl. De plus, comme les risques sont pris en compte, ce service va généralement de pair avec un prix d'acquisition élevé par rapport aux autres stratégies.
- (3) Globalement, afin de garantir à tout moment une concordance entre la couverture et le profil de consommation des clients bénéficiant de l'approvisionnement de base, le GRD devra procéder à des ajustements quantitatifs (rachat ou revente sur des périodes plus ou moins longues). Cette obligation découlant de l'art. 4c OApEl, alliée à l'obligation de reprise de l'énergie (en particulier la production solaire) selon l'art. 15 LEne, entraînera une augmentation des positions longues. Tout comme pour les positions courtes, le GRD devra alors réagir en conséquence et les vendre si nécessaire. Les coûts et/ou revenus éventuel(le)s résultant de ces adaptations quantitatives requises doivent également

¹² Au sens du traitement de la part d'électricité utilisée pour les pompes lors de la saisie des GO et du marquage de l'électricité selon l'art. 4a de l'ordonnance sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité ainsi que de l'art. 1a et de l'annexe 4 de l'Ordonnance sur l'énergie.

ment être pris en compte selon le principe de causalité, de sorte que tous les coûts des achats effectivement nécessaires à l'approvisionnement de base restent pris en compte à terme dans le calcul des coûts d'approvisionnement.

- (4) En outre, les coûts liés à l'énergie d'ajustement et les coûts généraux de gestion qui y sont associés doivent être pris en compte dans le calcul des coûts d'approvisionnement. Pour plus de détails, consultez le chapitre 3.4.4(3).
- (5) Les éventuels coûts/revenus liés à d'autres activités de ce niveau de valeur ajoutée d'une entreprise d'approvisionnement en électricité sont dissociés de l'activité de fourniture et donc du calcul des coûts de revient.

2.3 Commercialisation

- (1) La Commercialisation garantit le contact direct avec le consommateur final (service à la clientèle, gestion des produits, communication sur les produits et les prix, décompte, etc.). Elle suit et conseille les différents segments de la clientèle, crée de nouveaux produits et des services supplémentaires, les développe et garantit généralement aussi les opérations quotidiennes dans les domaines de la gestion des données énergétiques (p. ex. mutations et programme prévisionnel) et du décompte. Elle peut également favoriser l'efficacité énergétique, ou encore exécuter des mesures d'information de la clientèle. Lorsque des prestations spécifiques sont proposées au libre choix du client, les coûts et revenus correspondants doivent être distingués clairement des coûts d'approvisionnement de base.
- (2) Les coûts découlant des prestations de la commercialisation d'énergie doivent être distingués de ceux de la commercialisation liés au réseau. De plus, dans la comptabilité analytique également, il convient d'opérer clairement la distinction entre les prestations liées au marché, c'est-à-dire les prestations fournies aux consommateurs finaux libres, et les prestations nécessaires pour les consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Les coûts de commercialisation ainsi que les coûts administratifs liés à l'approvisionnement de base sont également considérés comme des coûts énergétiques imputables (art. 4, al. 3, let. a, ch. 4 OApEl).

2.4 Interfaces des étapes de la création de valeur

- (1) Il est conseillé de déterminer séparément les coûts d'approvisionnement de chaque étape de création de valeur (par étape).
 - (2) La détermination des coûts par étape présente donc la structure de base suivante:
 - Pour chaque étape de la création de valeur (Production, Achat et Commercialisation), les quantités correspondantes de soutirage et de fourniture de courant sont agrégées et évaluées.
 - De plus, les interactions entre les différentes étapes doivent être prises en compte, de façon à permettre le transfert des quantités évaluées d'une étape à l'autre.
 - (3) Les principales caractéristiques structurelles de cette approche sont la délimitation et l'indépendance des étapes de la création de valeur. La quantité d'électricité produite à l'étape de la production est entièrement transférée à l'étape Achat pour la commercialisation et la gestion, après déduction des besoins propres. L'attribution de la production à l'un des deux portefeuilles énergétiques (approvisionnement de base ou marché) doit se faire à l'une des étapes de la création de valeur (cf. chapitre 2(3)). À l'étape Achat, elles sont le cas échéant agrégées à des quantités acquises sur le marché.

C'est également à cette étape que sont définies les quantités transmises au Négoce, à la Commercialisation, au Réseau (pertes de transport) ou à la Production (besoins propres, énergie de pompage). L'étape de création de valeur Commercialisation prélève les quantités nécessaires à la fourniture des consommateurs finaux entièrement de l'étape Achat. L'attribution concrète des quantités totales disponibles aux différents groupes de clients et de produits a lieu à l'étape Commercialisation.

- (4) À chaque étape, les coûts de l'énergie sont entièrement déterminés, ce qui est nécessaire pour permettre une évaluation et une affectation correctes des quantités transférées d'une étape de création de valeur à l'autre.
- (5) Le négoce peut assurer un rôle de prestataire interne vis-à-vis de la production, de l'achat, de la commercialisation et du réseau (pertes de réseau). La transparence des flux de valeurs internes et de la comptabilité analytique s'en trouve également accrue.

3. Principes de base relatifs aux coûts d'approvisionnement

3.1 Généralités

- (1) Le portefeuille d'énergie pour l'**approvisionnement de base** est séparé du portefeuille d'énergie pour les **clients du marché libre**. Par conséquent, dans le cadre du présent document, l'accent est mis sur le portefeuille Approvisionnement de base et sur les directives associées. Pour ce qui relève de l'attribution des quantités d'énergie, il s'agit d'une considération annuelle analogue à la période de calcul des coûts.
- (2) L'approvisionnement pour le portefeuille d'énergie Approvisionnement de base doit être couvert par la production propre élargie, notamment issue d'énergies renouvelables indigènes, ainsi que par d'autres acquisitions conformément aux exigences légales (cf. chapitres 3.3 et 3.4.1 et figure 2).



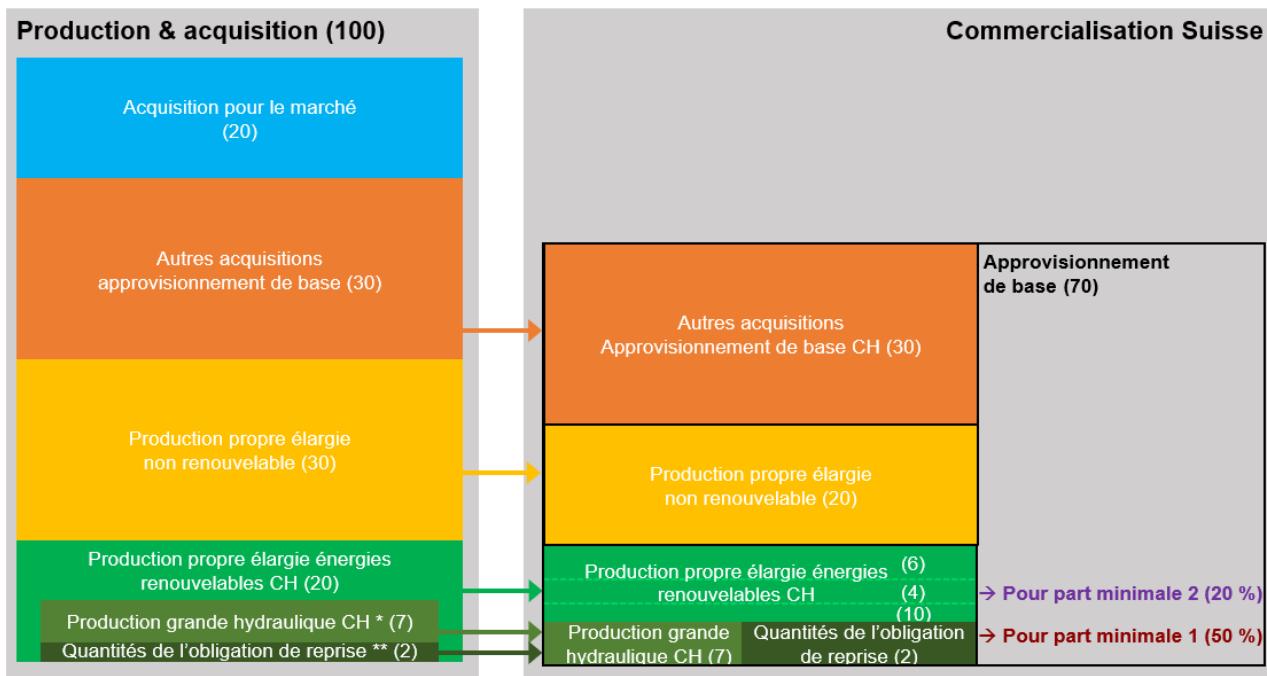


Figure 2 Vue d'ensemble des dispositions légales relatives au portefeuille d'énergie de l'approvisionnement de base

- (3) La production propre élargie à partir d'énergies renouvelables indigènes se compose de deux sous-portefeuilles: 1) installations de production propres et prélèvements reposants sur des participations ainsi que 2) parts liées à l'obligation de reprise de l'énergie (cf. fig. 3 et art. 6, al. 5^{bis}, let. d, ch. 1 et 3 LApEI). L'AES comprend l'art. 6, al. 5^{bis}, let. d, ch. 1 de la LApEI «l'ensemble de cette production» comme une quantité partielle d'énergies renouvelables provenant de la production propre élargie sur la base des discussions au Parlement et du processus législatif¹³ et définit ensuite sur cette base les coûts de revient moyens. En conséquence, l'AES part clairement du principe que la production propre élargie issue d'énergies non renouvelables doit être considérée séparément. Cette interprétation diffère actuellement de celle de l'OFEN et de l'EICOM.
- (4) Selon le libellé de l'art. 6, al. 5 de la loi pour l'électricité, les énergies renouvelables provenant d'installations situées en Suisse doivent être encouragées. Cette incitation a constitué la base de l'approche du Parlement pour les parts minimales. Sur cette base, et compte tenu du fait que les GO sont considérées comme faisant partie du coût de revient moyen, seule une analyse séparée de la production propre élargie provenant d'énergies renouvelable et non renouvelable est réalisable. Dans le cas contraire, les gestionnaires de réseau de distribution risqueraient de ne pas pouvoir couvrir leurs coûts en vendant des énergies renouvelables provenant d'installations indigènes dans l'approvisionnement de base. Pour l'AES, cela va à l'encontre de la volonté du législateur et ne pourrait être résolu qu'avec une valeur GO renouvelable fictive pour la part non renouvelable.

¹³ Vote de M. Schmid du 19.9.2023, <https://www.parlement.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61983#votum45>; ainsi que R. Nordmann le 11.9.2023, <https://www.parlement.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61545#votum11>

- (5) En ce qui concerne les acquisitions, chaque contrat d'achat doit être imputé une seule fois aux portefeuilles d'énergie au moment de sa conclusion et pour toute sa durée de validité. Il peut être imputé avec tout ou partie de l'électricité avec effet pour toute la durée du contrat, soit au portefeuille Approvisionnement de base, soit aux activités de marché. Pour les contrats d'achat en cours, il faut décider lors de l'entrée en vigueur, avec effet pour la durée restante du contrat, si les contrats doivent être attribués au segment de l'approvisionnement de base et, le cas échéant, pour quelle quantité d'énergie.¹⁴ Pour les contrats d'achat en cours, l'attribution correspondante doit être disponible pour le reporting de l'année tarifaire 2026.
- (6) La séparation des portefeuilles d'énergie entre approvisionnement de base et consommateur final du marché doit être documentée sous forme écrite. Les nouveaux contrats d'achat ne peuvent être affectés à l'approvisionnement de base que dans la mesure où ils sont nécessaires pour couvrir la consommation prévue dans ce dernier. Il est interdit de déplacer vers l'approvisionnement de base des contrats qui étaient jusqu'à présent attribués au marché libre et qui sont plus chers que les contrats actuels (cf. rapport explicatif de l'OFEN sur l'OAPEI¹⁵). Il est interdit de faire sortir de l'approvisionnement de base des contrats disposant de conditions moins avantageuses que les contrats nouvellement achetés ou que les contrats sur le marché libre, à moins que les ventes d'électricité n'aient diminué (cf. rapport explicatif de l'OFEN sur l'OAPEI¹⁶).
- (7) Les décisions d'attribution doivent être compréhensibles, mais ne doivent pas être déclarées activement. Elles doivent cependant pouvoir être soumises à l'EICOM sur demande. En cas de demande de précisions, une décision de principe documentée de l'organe responsable doit être mise à la disposition de l'EICOM, en s'appuyant sur la stratégie d'approvisionnement pour l'attribution.
- (8) Pour obtenir la qualification de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes, les GO doivent impérativement être incluses dans le soutirage d'énergie.

¹⁴ Cf. Directive 2/2025 de l'EICOM du 4 mars 2025 «Approvisionnement de base: attribution des contrats d'achat existants et documentation»; <https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/Hldk7trW2XEW/2-2025-grundversorgung.pdf>

¹⁵ Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables: Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation; p. 13-14, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/11930>

¹⁶ Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables: Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation; p. 13-14, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/11930>

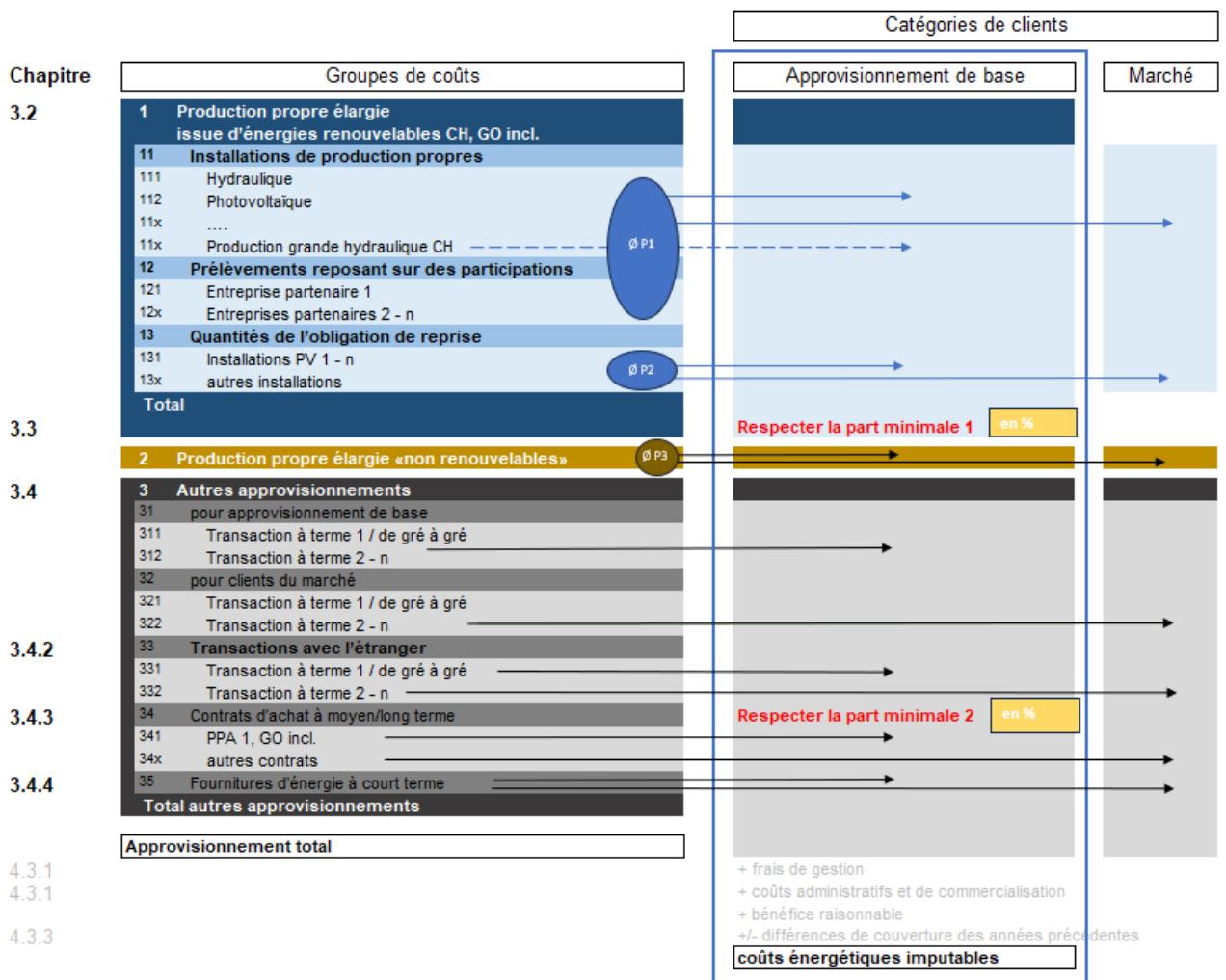


Figure 3 Présentation détaillée des principes de base relatifs aux coûts d'approvisionnement

- (9) La production propre au sens strict (cf. Ø P1 et Ø P3 Définitions au chapitre 1.3 (6)) entre dans les tarifs de l'approvisionnement de base aux coûts de revient, bénéfice approprié inclus (cf. chapitre 4.3). Leur mode de détermination est décrit plus en détail au chapitre 3.2.
- (10) Le bénéfice approprié se base sur les coûts de l'énergie imputables (cf. chapitre 1.3 — Définitions (14)).
- (11) En plus des coûts de l'approvisionnement global, les coûts administratifs et de commercialisation de l'étape Commercialisation sont ajoutés (cf. chapitre 4.3).
- (12) Une part minimale donnée (c.-à-d. pas uniquement basée sur des GO acquises en conséquence) de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes doit être écoulée dans le cadre de l'approvisionnement de base (part minimale 1¹⁷). Pour plus de détails, consulter le chapitre 3.3.

¹⁷ Art. 4a, al. 1 OApEl

(13) La prescription conformément à l'art. 4, al. 3, let. d qui stipule que les GRD utilisent en priorité les garanties d'origine provenant de leur production propre élargie, est précisée dans le rapport explicatif (cf. Rapport explicatif de l'OFEN sur l'OApe¹⁸). L'EICOM défend une position divergente à ce sujet, à savoir que cette obligation doit s'appliquer à l'ensemble des ventes dans l'approvisionnement de base et doit donc aller au-delà de la part minimale 1 (50 %) (cf. FAQ de l'EICOM¹⁹ chapitre 6.7).

(14) Les tarifs de l'approvisionnement de base se fondent sur les coûts imputables.

(15) Les principes de base relatifs aux différents éléments de la production propre et de l'approvisionnement sont explicités ci-après.

3.2 Explications relatives à la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes

- (1) Les coûts de revient moyens sont d'une part calculés pour le sous-portefeuille Ø P1 (production propre et prélevements reposants sur des participations), d'autre part pour le sous-portefeuille Ø P2 (quantités de l'obligation de reprise) (cf. Figure 3). Et ce, que les quantités soient vendues dans le cadre de l'approvisionnement de base ou sur le marché. Cela découle également de l'arrêt du Tribunal fédéral ATF 2C_273/2022 du 29 mars 2023 dans l'affaire Repower, dans lequel la vision du groupe de centrales électriques a été clairement confirmée et où il n'est donc pas possible de procéder à une attribution de centrales individuelles (sauf prime de marché pour la grande hydraulique). En tenant compte des parts minimales en vigueur (cf. chapitre 3.3), le GRD est libre d'attribuer les parts comme il l'entend. L'EICOM confirme également ce point de vue dans sa directive 4/2025.
- (2) Dans la mesure où la production propre sert à respecter les parts minimales, la GO correspondante doit impérativement être reprise. Un contrat pour l'énergie grise et un contrat séparé pour la reprise des GO n'est pas suffisant pour combler les parts minimales. Pendant la période transitoire de deux ans, c'est-à-dire durant les années tarifaires 2026 et 2027, les parts minimales (dans la mesure où elles ne sont pas déjà couvertes par la production propre élargie) peuvent également être remplies par l'achat de garanties d'origine.
- (3) Il est possible de donner la priorité à la production de grande hydraulique suisse conformément à l'art. 31 de la LEne. Les exploitants d'installations de grande hydraulique qui ont droit à la prime de marché peuvent affecter directement les coûts de revient de ces installations au portefeuille d'énergie de l'approvisionnement de base. Comme on ne sait qu'a posteriori si une installation de grande hydraulique donnée a droit à des primes de marché, une éventuelle priorisation non justifiée (non réalisée) ex ante devrait être réglée par les différences de couverture.
- (4) Installations de production propres et prélevements reposants sur des participations: Les coûts d'approvisionnement moyens de ce sous-portefeuille (cf. Ø P1 Figure 3) sont multipliés par la part affectée à l'approvisionnement de base. Les coûts ainsi obtenus sont ensuite imputés au portefeuille d'énergie de l'approvisionnement de base.

¹⁸ Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables: Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation; p. 13-14, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/11930>

¹⁹ FAQ de l'EICOM du 25 mars sur les «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (en particulier sur la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [acte modificateur unique/loi sur l'électricité])»; [https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(3\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(3).pdf)

- (5) Quantités de l'obligation de reprise²⁰: Les coûts de prélèvement moyens maximaux autorisés de ce sous-portefeuille (cf. Ø P2 fig. 3) sont multipliés par la part affectée à l'approvisionnement de base. Les coûts ainsi obtenus sont ensuite imputés séparément au portefeuille d'énergie de l'approvisionnement de base. Cela concerne également les installations photovoltaïques de tiers qui reçoivent la rétribution unique. Les GO doivent être également reprises pour pouvoir entrer dans cette catégorie. Si les GO ne sont pas disponibles pour les parts liées à l'obligation de reprise de l'énergie, ces parts seront comptabilisées avec la production propre élargie non renouvelable. Les détails concernant la rétribution de l'énergie refoulée seront réglés avec la révision du Manuel de rétribution de l'énergie refoulée.
- (6) L'imputabilité maximale pour les quantités issues de l'obligation de reprise se calcule conformément à l'art. 4, al. 3, let. e OApEl. Du point de vue de l'AES, les éventuelles pertes dues à l'obligation de reprise doivent pouvoir être revendiquées. Les éventuels déficits provenant d'excédents quantitatifs qui ne peuvent pas être transférés dans l'approvisionnement de base en raison de la quantité des demandes doivent aussi être des coûts imputables dans l'approvisionnement de base.

3.3 Parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables en Suisse

- (1) Des parts minimales données, issues de la production indigène d'origine renouvelable doivent être vendues dans le cadre de l'approvisionnement de base (c.-à-d. pas uniquement les GO correspondantes)²².
- (2) La part minimale 1 impose aux gestionnaires de réseau de distribution d'écouler, par année tarifaire, au moins 50 % de leur production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes via l'approvisionnement de base (cf. Annexe Exemple de calcul 1).
- (3) Les fournisseurs de l'approvisionnement de base ayant une part importante de production propre étendue issue d'énergies renouvelables indigènes bénéficient de la dérogation suivante, qui leur donne une certaine marge de manœuvre: Tant que 80 % au moins de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base provient de cette production propre, leur part minimale peut être moins importante (cf. annexe Exemple de calcul 3 a).
- (4) La part minimale 1 doit en principe être respectée chaque année. En cas d'impossibilité objective, il est exceptionnellement permis de descendre en dessous de la part minimale 1. L'impossibilité ne doit pas être imputable au GRD. Une telle impossibilité peut résulter du profil de production et de charge d'un GRD. Il est en outre précisé que l'approvisionnement de base ne doit pas se voir attribuer des quantités d'énergie supérieures à celles qui y sont effectivement consommées. Seules les quantités effectivement consommées dans l'approvisionnement de base sont imputables. Des variations en cours d'année sont autorisées, la part minimale 1 ne doit pas être respectée à tout moment.
- (5) La part minimale 2 dispose qu'au moins 20 % de l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base doivent être produits à partir d'énergies renouvelables issues d'installations indigènes. Si, selon les précisions dans le rapport explicatif, cette part minimale n'est pas déjà couverte par la part minimale 1 de la production propre élargie dans l'approvisionnement de base, les gestionnaires de réseau de distribution doivent, pour l'atteindre, soit recourir à une production propre supplémentaire²³,

²⁰ Art. 15 LEnE Obligation de reprise et de rétribution de l'énergie

²¹ Les installations FFS font également partie de ce sous-portefeuille (art. 7 LEnE dans sa version du 26 juin 1998, sert de base juridique)

²² OApEl, art. 4a Parts minimales d'électricité issues d'énergies renouvelables

²³ LApEl, art. 6, al. 5, let. b Obligation de fourniture et tarification dans l'approvisionnement de base

soit conclure des contrats d'achat correspondants, d'une durée d'au moins trois ans et provenant d'une production renouvelable indigène (part minimale 2²⁴, cf. chapitres 3.3 et 3.4.3 et Exemple de calcul 2 annexe). L'EICOM défend une position divergente à ce sujet, à savoir qu'il faut utiliser en priorité la production propre élargie. Ce n'est que si cette dernière ne suffit pas qu'il faut conclure des contrats d'achat d'une durée d'au moins trois ans (cf. FAQ de l'EICOM²⁵ chapitre 6.5).

- (6) Pendant la période transitoire de deux ans, c'est-à-dire durant les années tarifaires 2026 et 2027, cette part minimale 2 peut également être remplie par l'achat de garanties d'origine (cf. directive 3/2025 de l'EICOM).²⁶
- (7) Les parts minimales s'entendent sans tenir compte des éventuelles quantités de courant au bénéfice de mesures d'encouragement attribuées ultérieurement (cf. rapport explicatif de l'OFEN sur l'OAPEI²⁷ et FAQ de l'EICOM²⁸).
- (8) Les gestionnaires de réseau de distribution doivent faire savoir à l'EICOM, à l'avance et de manière contraignante, s'ils souhaitent simplement respecter les exigences minimales ou s'ils visent des parts minimales plus élevées. En ce qui concerne la part minimale 1, il est également permis de viser 80 % au lieu d'une certaine part de production propre. Comme pour l'attribution des contrats d'achat (art. 4, al. 4 OAPEI), la communication de l'objectif visé par le gestionnaire de réseau de distribution se fait ici aussi via le compte des coûts par unité d'imputation.
- (9) Les parts minimales doivent être indiquées en toute conscience jusqu'au 31.8 dans le compte des coûts par unité d'imputation. Si les parts minimales prévues (en particulier la part minimale 2) ne peuvent pas être respectées et qu'un achat de remplacement doit être effectué, la différence est intégrée dans les différences de couverture et fait donc partie des coûts imputables.
- (10) Pour illustrer les principes et les exigences légales, quatre exemples de calcul, qui prennent en compte uniquement les quantités, sont présentés en annexe:
 - Exemple 1: Production propre issue d'énergies renouvelables indigènes est inférieure à la consommation de l'approvisionnement de base; en respectant la part minimale 1, la part minimale 2 est également atteinte (cas 1 du rapport explicatif).
 - Exemple 2: production propre issue d'énergies renouvelables indigènes est inférieure à la consommation de l'approvisionnement de base; en respectant la part minimale 1, la part minimale 2 n'est pas atteinte; implication: la part minimale 2 peut être atteinte soit par une allocation plus importante de la production propre indigène de la part minimale, soit par des contrats d'achat à long terme pour des capacités de production d'énergies renouvelables indigènes (cas 2 du rapport explicatif).

²⁴ Art. 4a, al. 3 OAPEI

²⁵ FAQ de l'EICOM du 25 mars sur les «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (en particulier sur la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [acte modificateur unique/loi sur l'électricité])»; [https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(3\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(3).pdf)

²⁶ Cf. directive 3/2025 de l'EICOM du 18 mars 2025 «Délai de transition pour atteindre la part minimale de 20 pour cent issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (part minimale 2)»; https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/-fmo6DW90GzB/weisung-3-2025_mindestanteil-2.pdf

²⁷ Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables: Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation; p. 4 et 14, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/11930>

²⁸ FAQ de l'EICOM du 25 mars sur les «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (en particulier sur la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [acte modificateur unique/loi sur l'électricité])»; [https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(3\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(3).pdf)

- Exemple 3 a): production propre issue d'énergies renouvelables indigènes largement supérieure à la consommation de l'approvisionnement de base; part minimale 2 est atteinte sans avoir atteint la part minimale 1; implication: le respect de la part minimale 1 n'est pas possible, car la quantité demandée dans l'approvisionnement de base est trop faible. Dans ce cas, la règle des 80 % s'applique (cas 3 du rapport explicatif).
- Exemple 3 b): production propre issue d'énergies renouvelables indigènes largement inférieure à la consommation de l'approvisionnement de base; bien que la part minimale 1 soit dépassée avec l'utilisation de 100 % de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes, la part minimale 2 ne peut pas être atteinte; implication: la part minimale 2 doit être atteinte en continuant à s'approvisionner en énergies renouvelables indigènes.

3.4 Autres approvisionnements

3.4.1 Principes de base relatifs aux autres approvisionnements

- (1) Conformément à l'art. 4c OApEI, l'approvisionnement en électricité doit être structuré et échelonné dans le temps de façon à minimiser les risques liés aux prix²⁹.
- (2) Les gestionnaires de réseau de distribution doivent se prémunir contre les fluctuations des prix du marché. Ils doivent définir, mettre en œuvre et documenter des stratégies pour un approvisionnement structuré afin de se prémunir contre les fluctuations des prix du marché. Si des contrats d'achat sont conclus pour assurer la quantité d'électricité requise, leur conclusion doit être échelonnée dans le temps. Par contrats d'achat à des conditions raisonnables, on entend les contrats conclus aux prix du marché.
- (3) Les contrats d'achat peuvent être négociés sur les marchés boursiers (p. ex. EPEX Spot, EEX) ou hors Bourse (marché de gré à gré, courtiers, etc.).
- (4) Les contrats d'achat conclus après le vote final de la LApEI (29.9.2023) qui ne correspondent pas à ces directives doivent être adaptés.

3.4.2 Transactions avec l'étranger

- (1) Les participations dans des sociétés gestionnaires de centrales et les installations de production propre à l'étranger, les contrats d'achat correspondants, l'acquisition et les activités de négoce à l'étranger ne sont concernés par la réglementation sur les coûts de revient définie à l'art. 6 LApEI que dans la mesure où une livraison physique de l'électricité a lieu en Suisse à des fins d'approvisionnement, mais ne peuvent pas être pris en compte pour le respect des parts minimales. La livraison physique à des fins d'approvisionnement nécessite des capacités transfrontalières adéquates. Si, par exemple, le courant produit par ces centrales est vendu à l'étranger, ou s'il est indemnisé selon un modèle étranger de rétribution, tel que la rétribution de la production injectée pratiquée en Allemagne, selon la loi sur les énergies renouvelables, il convient de ne pas en tenir compte lors du calcul des coûts d'approvisionnement, puisque ceux-ci ne concernent pas la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux helvétiques et qu'ils sont utilisés dans le cadre d'activités économiques autres.

²⁹ LApEI, art. 6, al. 5^{bis} Obligation de fourniture et tarification pour consommateurs captifs

- (2) Pour le calcul des coûts d'approvisionnement dans le cadre de l'approvisionnement de base, la production des centrales transfrontalières peut être prise en compte proportionnellement, indépendamment de la situation réelle sur le réseau, à hauteur de la part suisse, en fonction de la quote-part du pays définie dans le cadre des traités internationaux.

3.4.3 Contrats d'achat à moyen et long terme

- (1) Conformément au rapport explicatif sur l'OAPEI, il s'agit de contrats d'achat à moyen et long terme d'une durée d'au moins trois ans.
- (2) Il peut s'agir d'un Power Purchase Agreement (PPA) ou un contrat d'achat à long terme, GO incl. (cf. chapitre 1.3 (8) et (9)), dans le cadre duquel l'électricité est émise par une centrale individuelle suisse vers le groupe-bilan correspondant, avec les GO correspondantes.
- (3) Dans la mesure où ces contrats d'achat à moyen et long terme servent à atteindre les parts minimales renouvelables, la GO correspondante des centrales ou parcs de centrales d'où provient l'énergie électrique doit impérativement être également reprise.
- (4) Les contrats d'achat qui ne sont pas pris en compte dans la part minimale 2 (conformément à l'art. 4a, al. 2 OApEI) ne sont pas soumis à ces dispositions (durée du contrat et GO incluse).

3.4.4 Ajustement des quantités fournies

- (1) Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il est également nécessaire de conclure des contrats supplémentaires ou des transactions à court terme. L'achat prévisionnel structuré d'énergie conduit inévitablement à adapter les quantités de livraison planifiées existantes aux besoins réels, qui sont influencés par de nombreux facteurs différents (météo, retours d'énergie, fluctuations de la consommation, etc.). Cette compensation peut être, par exemple, la couverture d'une position courte ou, au contraire, la vente d'énergie «excédentaire» résultant d'une position longue. De plus, du point de vue de l'économie énergétique, il est nécessaire de vendre l'énergie excédentaire afin d'adapter les quantités d'approvisionnement au profil de charge prévu. La compensation d'une position courte comme celle d'une position longue entrent dans le cadre de la satisfaction de l'obligation d'approvisionnement. Toutes les mesures nécessaires pour adapter la demande d'énergie aux besoins réels sont des coûts imputables. Dans ce contexte, tant les pertes que les gains doivent être attribués à chaque portefeuille d'énergie (approvisionnement de base ou marché).
- (2) Les coûts et les revenus résultant des adaptations de quantité nécessaires pour la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base sont imputables. Dans la mesure du possible, les coûts et les revenus doivent être présentés dans le respect du principe de causalité. En cas d'impossibilité, il faut procéder à une imputation pondérée en fonction des quantités, donc au prorata.
- (3) L'énergie d'ajustement est générée lorsque la quantité d'électricité produite ou consommée n'est pas celle qui était prévue. Les producteurs et les consommateurs d'un groupe-bilan doivent planifier la quantité d'électricité qu'ils vont produire ou consommer. Si la consommation ou la production réelle s'écarte de cette prévision, un déséquilibre apparaît. Le gestionnaire du réseau de transport doit compenser ce déséquilibre afin de garantir la stabilité du réseau. Pour cela, il faut acheter ou vendre de l'énergie d'ajustement, ce qui génère des coûts. Ces coûts d'énergie d'ajustement sont facturés au groupe-bilan responsable de l'écart et sont considérés comme des coûts imputables. Dans un environnement de marché volatil, cela peut engendrer des coûts importants, de sorte qu'une répartition

des coûts selon le principe de causalité entre l'approvisionnement de base et le marché est nécessaire. Il est vivement recommandé de documenter cette affectation par écrit afin d'en assurer la traçabilité. Selon l'interprétation actuelle de l'EICOM, seuls les coûts d'acquisition de l'énergie devraient pouvoir être pris en compte (principe des montants bruts), sans tenir compte du résultat des transactions d'achat et de vente («netting»).

4. Principes de calcul des coûts

4.1 Généralités

- (1) Contrairement à la détermination des coûts imputables au réseau telle que définie par l'art. 15 LApEI, il n'existe pas d'exigences complémentaires au niveau des lois et des ordonnances régissant la détermination des coûts d'approvisionnement pour la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base. Les seules prescriptions au niveau des lois et des ordonnances émanent de l'art. 6 LApEI ainsi que des art. 4 et 4d OApEI (cf. le haut du chapitre 1.1.1).
- (2) L'AES est d'avis qu'il est raisonnable et pertinent d'appliquer autant que faire se peut les principes énoncés dans le «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires des réseaux de distribution» (SCCD-CH) recommandé par l'AES, et de s'y référer. À l'instar du réseau, les principales recommandations relatives au calcul des coûts basé sur les coûts complets, à la délimitation et à la structure du calcul des coûts sont également applicables pour déterminer les coûts d'approvisionnement pour la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base. Il convient de procéder à des délimitations matérielles entre comptes financiers et comptabilité analytique comme présentées dans le document SCCD-CH.³⁰ La valeur des différentes positions des coûts est déterminée d'un point de vue microéconomique et tient compte des éléments de coûts calculés.
- (3) Pour déterminer les coûts d'approvisionnement, tous les coûts pertinents liés aux étapes de la création de valeur décrite ci-dessus doivent être pris en compte. Les coûts et revenus de toute autre prestation réalisée aux différentes étapes de la création de valeur, telle que l'offre d'énergie de réglage pour les services-système de Swissgrid ou l'offre de réserve d'électricité via la Production, ou encore l'offre de produits complémentaires en option via la Commercialisation, doivent être distingués clairement des coûts d'approvisionnement de façon pertinente et vérifiable.
- (4) La comptabilité analytique est réalisée sur la base des valeurs prévues ou budgétées en vue du calcul des tarifs. Elle est réalisée à partir des valeurs réelles pour le calcul rétrospectif des coûts réels.
- (5) L'entreprise d'approvisionnement en électricité peut choisir librement la date de délimitation des exercices. Outre l'année civile, il peut également choisir d'appliquer l'année hydrologique. En cas de définition différente de l'exercice annuel chez les sociétés de participation ou les entreprises partenaires, il convient de procéder à une délimitation temporelle des coûts et revenus.

³⁰ Cf. chapitre 4.1 du SCCD-CH 2023.

4.2 Schéma des coûts d'approvisionnement

- (1) La détermination des différentes natures comptables (types de coûts) doit être effectuée de la même manière que pour le domaine du réseau, conformément aux recommandations du document SCCD-CH.
- (2) L'AES conseille aux gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base de reprendre le schéma des coûts d'approvisionnement suivant pour déterminer les coûts d'approvisionnement totaux pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base.
- (3) Ce schéma reflète la structure des coûts des unités d'imputation pertinentes par étape de la création de valeur. Les groupes de natures comptables peuvent se composer de coûts primaires et secondaires. Les coûts secondaires peuvent résulter de l'imputation de prestations et de répartitions. Les principes de ventilation des frais généraux (ou coûts indirects) selon l'art. 7, al. 5 OApEI³¹ sont applicables par analogie.
- (4) Le schéma suivant est présenté à titre de repère. Il ne doit pas être obligatoirement appliqué à ce degré de détail et peut varier en fonction de la spécificité de chaque entreprise. Les coûts attribués p. ex. à la position Coûts d'acquisition peuvent être attribués à la position Achat par des gestionnaires de réseau de distribution sans production. Les catégories de coûts reflètent des étapes de la création de valeur et non des unités d'organisation d'une entreprise.

Catégories de coûts par étape de la création de valeur		Production	Achat	Commercialisation
		2.1	2.2	2.3
100	Coûts calculés du capital des installations			
100.1	Amortissements calculés	x		
100.2	Intérêts calculés	x		
200	Coûts d'exploitation			
200.1	Exploitation des installations	x		
200.2	Entretien des installations	x		
200.3	Besoins propres	x		
200.4	Exploitation de réservoirs remplis par pompage	x		
200.5.a	Énergie d'ajustement	x	x	
200.5.b	Coûts de recours à la réserve d'électricité	x	x	
200.6	Compensation pour retenue d'eau	x		
200.7	Dissolution/constitution de provisions	x		
200.8	Autres coûts d'exploitation	x		
300	Coûts d'acquisition			
300.1	Acquisition auprès d'entreprises partenaires/participations	x		
300.2	Contrats d'achat à long terme	x	x	

³¹ Conformément à l'art. 7, al. 5 OApEI, les coûts indirects doivent être imputés selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

Catégories de coûts par étape de la création de valeur		Production	Achat	Commercialisation
		2.1	2.2	2.3
300.3	Acquisition Bourse/de gré à gré		X	
300.4	Coûts d'acquisition auxiliaires/disposition		X	
400	Mesures d'amélioration de l'efficacité			X
600	Coûts administratifs et de commercialisation			
600.1a	Direction, administration	X	X	X
600.2	Coûts de commercialisation			X
600.3	Intérêts calculés du FRN ³²	X	X	X
600.4	Autres coûts	X	X	X
700	Impôts directs			
700.1	Impôts directs identiques aux charges	X	X	X
700.2	Impôts directs calculés	X	X	X
700.3	Impôts sur le capital	X	X	X
800	Redevances			
800.1	Redevances de concession	X		
800.2	Redevance hydraulique	X		
800.3	Livraisons d'énergie gratuites ou à tarif préférentiel/ Prestations en nature	X		
900	Autres revenus			
900.1	Subventions et contributions aux coûts	X		
900.2	Autres revenus	X		X
1000	Dissolution des différences de couverture (Approvisionnement de base)			X

Tableau 1 Schéma des coûts d'approvisionnement (vue d'ensemble)

4.3 Coûts d'approvisionnement des différentes étapes de la création de valeur

- (1) Le présent chapitre décrit les différentes natures comptables par étape de la création de valeur d'après la vue d'ensemble du tableau 1. Les explications se limitent aux positions principales; elles sont données à titre d'exemple et ne sont pas exhaustives.

4.3.1 Coûts d'approvisionnement Production

100 Coûts calculés du capital des installations

³² Conformément à la législation en vigueur (jusqu'à l'année tarifaire 2025 inclusive) l'ElCom a considéré que la rémunération du FRN aux étapes Production et Achat n'est pas autorisée, ce qui a été confirmé par l'arrêt du TAF A-699/2017 du 26 août 2019 ainsi que par l'arrêt du TAF A—385/2022 du 15 juin 2022. Il n'existe pas encore d'appréciation définitive délivrée par le Tribunal fédéral, en dépit de l'arrêt 2C_828/2019 du 16 juillet 2020. À partir de l'année tarifaire 2026, l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5 est déterminant et le taux d'intérêt selon l'art. 4 OApEl correspond au bénéfice approprié. En conséquence, l'observation couvre toutes les étapes de la création de valeur, mais ne peut pas être invoquée plusieurs fois.

100.1 Amortissements calculés

Contrairement au domaine du réseau, la méthode de calcul de l'amortissement calculé des installations de production n'est pas définie de manière exhaustive par la loi ni l'ordonnance. Selon la directive 2/2018 de l'EICOM, les amortissements calculés sont calculés de manière linéaire sur la durée la plus courte entre leur durée d'utilisation économique et la durée de la concession, sur la base des valeurs d'acquisition. Ils peuvent comprendre des immobilisations corporelles ou incorporelles (telles que des droits de prélèvement ou des taxes uniques de prêt).

100.2 Intérêts calculés

Installations de production

Les intérêts calculés pour les actifs de production sont calculés sur les valeurs résiduelles des actifs (y compris les bâtiments et les terrains).

Installations en cours de construction

À l'instar des installations en exploitation, les installations en cours de construction représentent des actifs nécessaires à l'exploitation. Les intérêts théoriques (ou calculés) des installations en cours de construction sont calculés sur la base des coûts accumulés des investissements non encore achevés. Les acomptes versés pour les installations doivent être rémunérés à titre d'installations en cours de construction ou à titre d'élément du fonds de roulement net (cf. position 600.3).

Entreprises partenaires

À l'instar des installations de production propres (incluant les installations en cours de construction), les installations exploitées en commun, avec des partenaires, dans des entreprises partenaires, doivent être rémunérées. La rémunération théorique (ou calculée) se calcule en fonction du rapport de participation, sur la base de la valeur résiduelle proportionnelle des actifs immobilisés des entreprises partenaires, et de leur fonds de roulement net proportionnel nécessaire à l'exploitation³³.

Droits incorporels et/ou participations

Les participations et/ou les droits incorporels issus de droits de prélèvement ou de contrats d'achat peuvent être comptabilisés à l'actif et représentent des actifs immobilisés nécessaires à l'exploitation. Les droits de prélèvement issus de contrats de fourniture d'électricité peuvent également être passés en compte comme produits dérivés. Les actifs correspondants doivent également être rémunérés.

Taux d'intérêt

Le WACC de la production de la directive de l'EICOM correspondante est en principe obligatoire (cf. décision de l'EICOM 211-00301 du 7 décembre 2021). Le Tribunal administratif fédéral a déclaré dans son Arrêt A-385/2022 que cette approche de l'EICOM est légale tant que le WACC Production fixé de manière standardisée dans le contexte particulier du gestionnaire de réseau de distribution satisfait à la condition d'un tarif raisonnable selon l'art. 6, al. 1 LApEl (consid. 10.1.1). Selon les décisions de l'EICOM 211-00033 du 20 août 2020 et 211-00033 du

³³ Selon l'EICOM, la rémunération du FRN aux étapes Production et Achat n'est pas autorisée, ce qui a été confirmé par l'arrêt du TAF A-699/2017 du 26 août 2019 ainsi que par l'arrêt du TAF A-385/2022 du 15 juin 2022. Il n'existe pas encore d'appréciation définitive délivrée par le Tribunal fédéral, en dépit de l'arrêt 2C_828/2019 du 16 juillet 2020.

24 septembre 2020, un calcul pondéré du taux d'intérêt pour un exercice (année hydrologique) différent de l'année civile n'est pas autorisé. À la place, il faut appliquer à l'exercice entier le taux d'intérêt en vigueur au jour de clôture. Dans des cas exceptionnels et justifiés, le WACC peut, du point de vue de l'AES, également être déterminé de manière spécifique à l'entreprise.

200 Coûts d'exploitation

200.1 Exploitation des installations

Les coûts liés à l'exploitation des installations comprennent les coûts de matériel, les prestations de tiers et les prestations propres, en particulier pour les activités suivantes:

- Exploitation efficace et gestion des installations de production, contrôle-commande notamment;
- Mesure d'exploitation et gestion des données récoltées;
- Établissement des programmes prévisionnels;
- Sécurité d'exploitation;
- Assurance qualité;
- Élaboration et planification de projets;
- Coûts calculés du capital pour le matériel informatique, la métrologie, les appareils, les bâtiments, etc., nécessaires à l'exploitation de l'installation.

200.2 Entretien des installations

Les coûts imputables à l'entretien des installations de production comprennent le matériel, les prestations de tiers et les prestations propres d'inspection, de maintenance, de remise en état, de dépannage et de remplacement.

200.3 Usage propre

Les coûts de l'énergie imputables à l'usage propre d'électricité nécessaire à l'exploitation des installations de production sont facturés par l'Achat comme quantités de prélèvement. Le prix du prélèvement se base sur la qualité du prélèvement d'énergie. Si plusieurs qualités d'énergie sont utilisées pour les besoins propres, le prix du prélèvement est calculé à partir du mix de prélèvement.

200.4 Exploitation de réservoirs remplis par pompage

Les coûts liés à l'énergie de pompage sont en relation directe avec la production énergétique. Ils sont comptabilisés comme coûts réels. Le prix du prélèvement se calcule à partir des quantités de prélèvement, évaluées aux coûts d'acquisition, pour la qualité d'énergie correspondante. Selon l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020, cela doit se faire aux prix du marché spot ou sur une base de coûts effectifs. Une méthode correspondante

axée sur le marché, objectivement justifiable et vérifiable, doit pouvoir être prouvée vis-à-vis de l'EICOM³⁴.

200.5.a Énergie d'ajustement

Coûts imputables à un groupe-bilan (p. ex. une unité de la centrale) en cas d'écart par rapport aux programmes prévisionnels.

200.5.b Coûts de recours à la réserve d'électricité

Coûts engendrés pour un groupe-bilan pour le recours à la réserve d'électricité.

200.6 Compensation pour retenue d'eau

Une indemnité pour l'eau prélevée est généralement convenue sous forme de livraison d'énergie aux riverains situés en aval de la centrale. La fourniture d'énergie de remplacement aux riverains situés en aval de la centrale est une condition pour que la centrale ait le droit de produire.

Les coûts imputables à cette énergie doivent être évalués aux prix du marché.

200.7 Dissolution/constitution de provisions

Il convient de tenir compte dans les coûts d'approvisionnement des attributions ou dissolutions de provisions pour risques d'exploitation en fonction de l'évaluation individuelle du risque encouru (ajout ou déduction de coûts).

Les attributions ou dissolutions de provisions pour les coûts de fermeture et de reconstruction de l'installation doivent être prises en compte dans les coûts d'approvisionnement (ajout ou réduction de coûts).

200.8 Autres coûts d'exploitation

Exemple d'autres coûts d'exploitation liés aux installations et prestations nécessaires à la production:

- 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 protection de la fortune et d'assurance de choses.

³⁴ Vérification des coûts du réseau en amont pour l'année 2009 ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau 2010 et des tarifs de l'électricité 2009 et 2010 d'Energie Wasser Bern (ewb) — nouvelle décision

300 Coûts d'acquisition

300.1 Acquisition auprès d'entreprises partenaires/participations

L'étape Production ne prévoit pas l'acquisition proprement dite à partir de sources externes; celle-ci est réalisée à l'étape Achat. Dans la pratique cependant, il est courant d'intégrer les coûts de production proportionnels (non consolidés) des entreprises partenaires comme coûts d'acquisition de la production dans le calcul des coûts d'approvisionnement du fournisseur.

Pour ce faire, les entreprises partenaires peuvent établir un calcul des coûts (comptabilité analytique) selon les mêmes principes que ceux de leurs centrales ou se baser sur les comptes annuels.

Si, par souci de simplification, on se base sur les comptes financiers ou les comptes annuels, il faut procéder aux corrections nécessaires comme les amortissements, les charges financières, les impôts et les bénéfices figurant au bilan des entreprises partenaires, car ils sont présentés en fonction de la politique de l'entreprise et d'un point de vue fiscal.

Les coûts calculés du capital des entreprises partenaires (amortissements, rémunération du capital, impôts) doivent être déterminés de la même manière que ceux des installations de production propres. Inversement, les amortissements, impôts et bénéfices ainsi que les charges financières effectivement comptabilisés dans les comptes financiers de l'entreprise partenaire doivent être déduits. Les intérêts calculés sont déjà pris en compte proportionnellement sous la position 100.2. Les autres coûts identiques aux charges ainsi que les amortissements calculés des entreprises partenaires apparaissent déjà sous la position 300.1.

300.2 Contrats d'achat à long terme

Les coûts d'acquisition réels liés aux contrats d'achat reposant sur des participations peuvent être imputés à la production, à l'instar d'entreprises partenaires. En cas de comptabilisation à l'actif, la rémunération de ces actifs est déjà assurée sous la position 100.2.

Dans le cadre des coûts d'acquisition, les GO, en particulier les GO provenant de l'énergie hydraulique et photovoltaïque suisse, doivent pouvoir être présentées séparément.

400 Mesures d'amélioration de l'efficacité

Conformément à l'art. 46b LEne, les fournisseurs d'électricité sont tenus d'atteindre les objectifs fixés en prenant des mesures d'amélioration de l'efficacité. Ces mesures sont détaillées à l'art. 51a OENE. L'art. 6, al. 5^{ter} LApEI dispose que les gestionnaires de réseau de distribution peuvent intégrer dans l'approvisionnement de base les coûts nécessaires au prorata pour atteindre les objectifs fixés. La part correspondante est déterminée sur la base du rapport entre les ventes d'électricité de référence du portefeuille d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base et celles du marché libre (art. 4d OApEI). Cela signifie qu'un gestionnaire de réseau de distribution qui écoule 60 % de ses ventes d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base peut également imputer 60 % des coûts aux gains d'efficacité dans l'approvisionnement de base. Toutefois, l'art. 4d OApEI fixe certains principes concernant les coûts, selon lesquels seuls les coûts raisonnables peuvent être pris en compte. Cette

notion signifie soit, pour les prestations fournies en propre, que seuls les coûts du marché courants peuvent être utilisés, soit, pour les prestations achetées, que celles-ci doivent résulter d'un achat transparent, non discriminatoire et axé sur le marché.

L'art. 4d, al. 2 OApEl stipule qu'aucun coût ne peut être imputé aux consommateurs finaux captifs et aux consommateurs finaux ayant renoncé à l'accès au réseau et qui ne sont pas pris en compte pour la détermination des ventes d'électricité de référence. Comme l'imputation des coûts se fait ainsi par le biais du tarif de l'approvisionnement de base, les consommateurs finaux qui sont encore dans l'approvisionnement de base avec certains points de mesure, mais qui ont déjà conclus une convention d'objectifs ou qui sont considérés comme une entreprise grande consommatrice d'électricité, pourraient également être facturés. Selon la réglementation, aucun coût ne devrait être imputé pour ces points de mesure pour des mesures visant à améliorer l'efficacité. Pour ce cas particulier, l'AES recommande qu'une solution individuelle soit directement recherchée avec ce consommateur final et que les coûts pertinents puissent par exemple faire l'objet d'une réduction sur une prochaine facture ou d'un remboursement.

600 Frais administratifs

600.1a Direction, administration

Cela comprend les coûts proportionnels de direction, secrétariat, comptabilité, frais de rappel et d'encaissement, contrôle de gestion, service de ressources humaines, service juridique, informatique, coursiers internes, centrales téléphoniques, prorata des coûts des locaux, coûts calculés du capital pour l'infrastructure administrative, frais bancaires et postaux, autres taxes, pertes sur débiteurs (peuvent également être répertoriés en tant que réductions de revenu dans les produits), cotisations aux associations, rapport de gestion, travail pour une commission et pour l'association, communication de l'entreprise, etc. L'énumération n'est pas exhaustive.

600.2 Coûts de commercialisation

Tous les frais de distribution proportionnels liés à l'approvisionnement de base, par exemple:

- la communication avec la clientèle;
- le service à la clientèle (renseignements sur les factures et les tarifs, clarification des différences, conseils, réception des avis de déménagement, etc.);
- la saisie des données de base relatives aux déplacements et à la clientèle (inscription et désinscription de clients, changement de domicile, etc.);
- les frais de facturation, d'impression, d'emballage et d'expédition (y compris les frais de port), frais proportionnels pour le matériel et les logiciels nécessaires et leur maintenance/exploitation ainsi que les services de conseil.

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net (FRN)

Un fonds de roulement net est associé à l'étape de création de valeur Production. C'est par exemple le cas lorsque certaines centrales — ou la production dans son ensemble — sont organisées en entités juridiques propres, que le décompte correspondant se fait de manière

périodique et que le financement du fonds de roulement net nécessaire doit par conséquent être garanti à l'étape de la production. Cela vaut également pour les centrales partenaires qui garantissent généralement leurs fonds en adressant des factures mensuelles à leurs différents partenaires. Les partenaires peuvent intégrer à leur comptabilité analytique les intérêts sur le fonds de roulement net de la centrale partenaire (au prorata).

L'imputabilité maximale est expliquée à l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5 OApEI (cf. chapitre 1.3 Définition (14)).

600.4 Autres coûts

Les autres coûts de la production sont notamment les coûts auxiliaires de financement issus p. ex. des effets de change en cas de participations étrangères, les coûts d'émission/les disa-gios d'obligations, les frais bancaires, les commissions, les coûts pour la recherche et le dé-veloppement, etc.

700 Impôts directs

700.1 Impôts directs identiques aux charges

Impôts sur le résultat des entreprises à prendre en considération, effectivement redevables pour l'exercice annuel, calculés au prorata de la production (calcul ex post). Dans le cas d'un calcul ex ante, une estimation peut être effectuée sur la base des valeurs réelles passées et des évolutions prévisionnelles.

700.2 Impôts directs calculés

Comme alternative aux impôts directs identiques aux charges, il est possible de déterminer la part des impôts calculés en partant de la formule du WACC et en prenant l'hypothèse d'un rapport de financement et d'une prime de risque sur fonds étrangers, sur la base du capital nécessaire à l'exploitation et du taux moyen d'imposition.

700.3 Impôts sur le capital

Les éventuels impôts sur le capital imputables à l'étape Production doivent être présentés séparément.

800 Redevances

800.1 Redevances de concession

Les redevances annuelles de concession des producteurs en faveur des collectivités pu-bliques (communes, cantons) constituent un dédommagement pour le droit de construire et d'exploiter sur le sol public une installation de production (rémunération de l'usage accru du domaine public). En cas de redevances de concession uniques, celles-ci peuvent être comp-tabilisées à l'actif à l'instar des installations concernées et amorties sur la durée de la conces-sion.

800.2 Redevance hydraulique



La redevance hydraulique indemnise les collectivités publiques (communes, cantons) pour l'utilisation de la force hydraulique à des fins de production d'énergie.

800.3 Livraisons d'énergie gratuites ou à tarif préférentiel/prestations en nature

Comme alternative aux taxes monétaires ou en complément de ces dernières, les communes et les cantons reçoivent également des indemnités pour la concession, sous forme d'énergie gratuite ou à tarif préférentiel. Cette énergie est évaluée aux coûts d'approvisionnement (coûts généraux d'administration et de commercialisation proportionnels compris) et facturée comme taxe dans la mesure où l'énergie provient de la production propre. Si l'énergie est achetée sur le marché, elle peut être estimée aux coûts d'acquisition correspondants.

La même règle vaut pour les indemnités sous forme de prestations en nature telles que les travaux de maintenance sur les routes, la forêt, etc.

Si la livraison d'énergie gratuite ou à tarif préférentiel signifie également que les concessionnaires n'ont pas à supporter de coûts pour l'utilisation du réseau pour ces quantités d'énergie, ces derniers doivent être imputés ici. Le montant correspondant doit être saisi dans les coûts du réseau (effet réducteur sur les coûts).

900 Autres revenus

900.1 Subventions et contributions aux coûts

Les éventuelles subventions et contributions aux coûts (p. ex. pour des mesures prises dans le domaine de la renaturation, conformément à la Loi sur la protection des eaux et à la Loi sur la pêche) doivent être décomptées ici des coûts d'approvisionnement. En revanche, il ne faut pas saisir ici les primes de marché destinées à l'électricité provenant de grandes installations hydroélectriques (art. 30f. LEne), car celles-ci ne sont versées que pour le volume dépassant le seuil prévu pour l'approvisionnement de base.

Les contributions uniques aux frais d'investissement, les rétributions uniques ou d'autres subventions uniques doivent être inscrites au passif et liquidées en fonction de la durée d'amortissement des installations concernées.

900.2 Autres revenus

Les autres revenus de la production qui ont un effet réducteur dans le cadre du calcul des coûts de production, dans la mesure où ces derniers ne sont pas déjà déduits sous les positions 100 à 700, doivent être imputés ici en contrepartie du coût de revient. Cela correspondrait p. ex. à des honoraires pour les prestations d'ingénieurs ou de conseil, à des revenus provenant de travaux de construction et d'entretien pour le compte de tiers, à des tâches d'exploitation pour des tiers, à la location de matériel, à des achats communs de matériel, à des parts des frais de rappel, à des intérêts de retard, à des remboursements, etc.

4.3.2 Coûts d'approvisionnement Achat

200.5 Énergie d'ajustement

Il faut entendre par là les frais d'acquisition de l'énergie d'ajustement ainsi que, du point de vue de l'AES, les coûts d'opportunité en cas d'acquisition d'énergie d'ajustement supérieure aux besoins réels.

300 Coûts d'acquisition

300.2 Contrats d'achat à long terme

Les frais d'achat découlant des contrats de fourniture sont des coûts imputables.

300.3 Acquisition Bourse/de gré à gré/Achat

Ce sont les frais réels issus de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux pour l'achat de l'énergie à la Bourse ou de gré à gré qui doivent figurer dans les comptes.

Le calcul préalable des coûts de l'énergie issus des opérations commerciales avec des partenaires de gré à gré et en Bourse devrait d'abord être basé sur les rémunérations convenues. La rémunération liée au rendement pourrait être estimée à sa valeur possible pour être ajoutée aux coûts du travail. Il en va de même pour les autres éléments du prix. En cas de commerce transfrontalier ayant un lien avec le territoire de la Suisse, il convient également d'ajouter les coûts des capacités transfrontalières.

300.4 Coûts d'acquisition auxiliaires/disposition

L'achat d'énergie sur le marché, ainsi que la négociation et la conclusion de contrats d'achat entraînent, outre des frais d'énergie, des coûts d'acquisition auxiliaires. Ces frais doivent être inscrits en compte au prorata.

Ce sont les coûts d'exploitation proportionnels des personnes chargées de l'achat et les coûts calculés du capital de leur infrastructure, en particulier des systèmes de gestion des données énergétiques utilisés, qui doivent être pris en compte.

600 Frais administratifs

600.1a Direction, administration

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net (FRN)

Des actifs circulants sous forme de liquidités sont notamment nécessaires à la réalisation des objectifs commerciaux de l'Achat. Le volume d'achats généré entraîne généralement un volume important de fonds immobilisés dans l'actif circulant. Il convient de prêter une attention particulière à l'évaluation des positions ouvertes issues des activités d'achat, des activités de couverture et des transactions en monnaies étrangères, dans la mesure où les positions con-

cernées correspondent à l'approvisionnement de consommateurs finaux en Suisse. Le montant de l'actif circulant comptabilisé doit être suffisamment élevé pour compenser et maîtriser toute fluctuation et éventualité de l'opération avec les moyens correspondants. Il convient de tenir compte de manière réaliste des paiements entrants attendus résultant de la vente d'électricité aux clients finaux. La solvabilité doit être garantie en tout temps.

L'imputabilité maximale est expliquée à l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5 OApEl (cf. chapitre 1.3 Définition (14)).

600.4 Autres coûts

Notamment les coûts de financement annexes, comme les frais bancaires, etc.

700 Impôts directs

700.1 Impôts directs identiques aux charges

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.2 Impôts directs calculés

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.3 Impôts sur le capital

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

4.3.3 Coûts d'approvisionnement Commercialisation

Les petits gestionnaires de réseau de distribution qui ne calculent pas les coûts de revient avec ce degré de détail peuvent également représenter les coûts qui font en principe partie de la catégorie «Coûts d'approvisionnement Commercialisation» à un autre niveau de création de valeur.

600 Coûts administratifs et de commercialisation

600.1a Direction, administration

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

600.2 Coûts de commercialisation

Les principaux coûts de cette étape de la création de valeur sont les coûts de commercialisation. Ils comprennent notamment les activités suivantes, dont la liste n'est pas exhaustive: le développement des produits, la tarification, la gestion des canaux, la communication produit, l'installation et l'utilisation d'applications logicielles de suivi des clients, les centres de service à la clientèle, le traitement et la facturation des données de mesure, les frais imputables aux obligations légales telles que le marquage de l'électricité, les coûts calculés du capital pour l'infrastructure de commercialisation. Selon l'EICOM³⁵, ils doivent présenter un lien direct avec

³⁵ Cf. en particulier ch. 77 et ch. 98 de la décision de l'EICOM 211-00033 du 20 août 2020 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG.

les coûts générés par les consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Les coûts non imputables doivent être éliminés avant la ventilation sur les unités d'imputation.

Les coûts administratifs et de commercialisation sont des coûts d'énergie imputables.

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net (FRN)

L'activité de commercialisation requiert des liquidités pour l'achat de l'énergie et pour son préfinancement jusqu'à l'entrée du paiement. Le capital investi nécessaire au traitement sécurisé des opérations doit être rémunéré.

L'imputabilité maximale est expliquée à l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5 OApEI (cf. chapitre 1.3 Définition (14)).

600.4 Autres coûts

Par exemple contributions à des partenariats de commercialisation

700 Impôts directs

700.1 Impôts directs identiques aux charges

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.2 Impôts directs calculés

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.3 Impôts sur le capital

La part des éventuels impôts sur le capital à l'étape Commercialisation doit être présentée séparément.

900 Autres revenus

900.2 Autres revenus

Revenus qui ont un effet réducteur dans le cadre du calcul des coûts de commercialisation, dans la mesure où ces derniers ne sont pas déjà déduits sous les positions 600 et 700, tels que les remboursements de fournisseurs, les contributions de partenaires de commercialisation, les revenus issus de l'énergie de réglage ou les prestations pour des tiers.

1000 Dissolution des différences de couverture (approvisionnement de base)

On entend par «différence de couverture» la différence calculée a posteriori entre les coûts d'approvisionnement effectifs (coûts réels) et le bénéfice approprié, d'une part, et les revenus réalisés (revenus réels), d'autre part.

Si le montant total de la rémunération perçue par le gestionnaire de réseau de distribution pour l'approvisionnement de base sur une année tarifaire (revenus réels) ne correspond pas

aux coûts d'énergie (réels) imputables (différence de couverture), celui-ci doit compenser l'écart dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de découvert de couverture, il est possible de renoncer à la compensation. Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger la période de compensation d'une différence de couverture. Pour rémunérer les différences de couverture dans l'approvisionnement de base, le gestionnaire de réseau de distribution doit utiliser, au maximum en cas de découvert de couverture ou au minimum en cas d'excédent de couverture, le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OAPEI. Le solde rémunéré des différences de couverture pour l'année tarifaire 2023 doit être complètement résorbé d'ici à fin 2027 au plus tard.³⁶ Pour les différences de couverture à partir de l'exercice 2024, les nouvelles dispositions figurant à l'art. 4d et l'art. 31m OAPEI s'appliquent pour la première fois (cf. 1.1.1 (6)).³⁷

5. Principes de base de la tarification

5.1 Produit électrique standard

- (1) Dans le cadre de l'approvisionnement de base, les gestionnaires de réseau de distribution offrent un produit électrique standard reposant notamment sur l'utilisation d'énergies renouvelables indigènes. Au moins deux tiers de l'électricité fournie au cours de chaque trimestre à partir de l'année tarifaire 2028 doivent provenir d'une production indigène et d'origine renouvelable (deux tiers doivent être indigènes et renouvelables³⁸). Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de pouvoir en apporter la preuve et de procéder au marquage de l'électricité en conséquence³⁹. Pour répondre aux exigences du produit électrique standard, les GO peuvent être obtenues indépendamment de l'approvisionnement physique en électricité.
- (2) La part d'électricité subventionnée (actuellement environ 6 %⁴⁰) est comptabilisée comme «contribution de base».
- (3) Conformément à l'art. 4 OENE, le marquage de l'électricité pour chaque kilowatt-heure livré au consommateur final doit faire l'objet d'une attestation. Il n'est pas permis de fournir de l'électricité à l'approvisionnement de base sans GO. Pour des raisons de conséquences financières, il est recommandé que la composition des produits soit la plus ouverte possible. Autrement dit, dans la mesure du possible, il ne faut pas donner d'indications concrètes de quantités sur les différentes qualités présentes dans le produit.

³⁶ Cf. Séance d'information 2023 de l'ElCom à l'intention des gestionnaires de réseau: [https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/Vi75034Ecc9Q/S%C3%A9ance%20d%E2%80%99information2023%20%C3%A0%20%20%20gestionnaires%20de%20r%C3%A9seau.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/Vi75034Ecc9Q/S%C3%A9ance%20d%E2%80%99information2023%20%C3%A0%20%20%20%20gestionnaires%20de%20r%C3%A9seau.pdf)

³⁷ Étant donné que l'OAPEI révisée est entrée en vigueur au 15 février 2023, «l'exercice suivant l'entrée en vigueur» mentionné dans le texte de l'ordonnance (art. 31m OAPEI) désigne l'année tarifaire 2024. Séance d'information 2023 de l'ElCom à l'intention des gestionnaires de réseau: <https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/Vi75034Ecc9Q/S%C3%A9ance%20d%E2%80%99information2023%20%C3%A0%20%20%20gestionnaires%20de%20r%C3%A9seau.pdf>, diapositive 38

³⁸ FAQ de l'ElCom du 25 mars sur les «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (en particulier sur la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [acte modificateur unique/loi sur l'électricité])», chapitre 6.10; [https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22!CsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(3\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22!CsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(3).pdf)

³⁹ Marquage trimestriel de l'électricité selon OGOM à respecter dès 2027

⁴⁰ FAQ de l'ElCom du 25 mars sur les «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (en particulier sur la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [acte modificateur unique/loi sur l'électricité])», chapitre 6.9; [https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22!CsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(3\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/weRgj22!CsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(3).pdf)

- (4) Il existe des exigences relatives aux indications concrètes de quantités, en vertu de la part minimale selon l'art. 4a, al. 1 OApEI. Cette disposition régit la part de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes à prendre en compte dans l'approvisionnement de base. Dans ce contexte, les GO déclarés dans le marquage de l'électricité des deux sous-portefeuilles installations de production propres et prélèvements reposant sur des participations et parts liées à l'obligation de reprise de l'énergie (cf. fig. 3 et rapport explicatif de l'OFEN sur l'OAPEI) doivent correspondre aux quantités de ces sous-portefeuilles prises en compte du point de vue des coûts.
- (5) De plus, compte tenu de la part minimale 2 prévue à l'art. 4a, al. 2 OApEI, les GO doivent également correspondre aux quantités facturées dans l'approvisionnement de base, une référence explicite à la centrale ou au moins au parc de centrales devant être fournie. En outre, conformément à l'art. 4, al. 3, let. d OApEI, il convient d'utiliser des GO de production propre. Pendant la période transitoire de deux ans, c'est-à-dire durant les années tarifaires 2026 et 2027, cette part minimale 2 (dans la mesure où elle n'est pas déjà couverte par la production propre élargie) peut également être remplie par l'achat de garanties d'origine.
- (6) L'arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020 a confirmé la pratique de l'EICOM et consigné que l'EICOM était aussi compétente pour la vérification des produits de courant vert.
À ce sujet, l'EICOM définit maintenant en plus qu'en cas de manque de GO, un produit de remplacement de valeur équivalente ne peut être déclaré qu'à titre exceptionnel. Les coûts correspondants doivent alors se situer dans le cadre du produit d'origine. Les coûts correspondants doivent alors se situer dans le cadre du produit d'origine.⁴¹ Du point de vue de l'EICOM, il faut alors accorder davantage de valeur au fait de respecter le montant des coûts qu'au fait de respecter le mix de produits promis à l'origine. L'AES part toutefois du principe que les consommateurs finaux accordent davantage d'importance à la composition des produits et, comme pour les achats de courant gris, des fluctuations de prix sont possibles, lesquelles se compenseront au fil du temps via les différences de couverture.
- (7) Le simple négoce de certificats n'est pas soumis à la réglementation de l'approvisionnement de base.
- (8) Les surcoûts écologiques (achat de GO, certificats acquis) ne peuvent généralement pas être directement attribués à une unité d'imputation. Ils sont également attribués par la Commercialisation aux différents produits, en fonction du volume de vente. La ventilation des surcoûts écologiques pour la reprise de l'énergie renouvelable des installations de production propres s'effectue de la même façon.
- (9) Outre le produit électrique standard, d'autres produits électriques restent possibles. L'ensemble de la gamme de produits doit répondre à toutes les exigences de la LApEI et de l'OAPEI.

⁴¹ Questions 11 et 12 dans «Questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité» dans la version actualisée du 26 janvier 2023.

Annexe



Exemple de calcul 1

Art. 4a, al. 1 OApEl: les gestionnaires de réseau de distribution écoulent, par année tarifaire, au moins 50 % de leur production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes via l'approvisionnement de base (part minimale 1).

Les chiffres et parts présentés sont purement quantitatifs. Le GRD peut déterminer les parts des deux sous-portefeuilles de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes (voir chapitre 3.2) qu'il attribue à l'approvisionnement de base, pour autant que les deux parts minimales soient remplies. Pour les coûts, il faut appliquer le coût de revient moyen ou le coût d'achat moyen.

La production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes est inférieure à la consommation de l'approvisionnement de base. En respectant la part minimale 1, la part minimale 2 est également atteinte.

Quantité approvisionnement de base	150		
Approvisionnement total	250		
		AB	Marché
		Quantité	
Production propre élargie issue d'énergies renouvelables CH, GO incl.		Part AB	Quantité
Installations de production propres			Quantité
Centrale électrique 1 - n	25	80%	20
Prélèvements reposant sur des participations			5
Entreprises partenaires 1 - n	30	17%	25
Quantités de l'obligation de reprise			
Installations PV 1 - n	5	100%	0
Total	60		30
Part minimale 1			50%
Part minimale 2 sans autre approvisionnement			20%
Production propre élargie «non renouvelables»			
Autres approvisionnements			Quantité
pour approvisionnement de base			Quantité
Transactions à terme 1 - n	120	100%	120
pour clients du marché			
Transactions à terme 1 - n	50	0%	50
Transactions avec l'étranger			
Transactions à terme 1 - n			
Contrats d'achat à long terme			
PPA 1 - n	20	0%	20
Fournitures d'énergie à court terme			
Total	190		70
Quantités provenant d'énergies renouvelables CH			30
Part minimale 2 avec autre approvisionnement			20%
Quantité totale	250		150
			100

Exemple de calcul 2

Art. 6, al. 5, let. b LApEl: une part minimale d'électricité issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (part minimale 2); si leur production propre élargie ne suffit pas, ils doivent acquérir les quantités d'électricité indigènes nécessaires par des contrats d'achat à moyen ou long terme. Si la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes selon la part minimale 1 ne suffit pas à satisfaire à l'exigence de la part minimale 2, cette part minimale 1 peut être augmentée pour l'approvisionnement de base jusqu'à ce que la part minimale 2 soit atteinte.

Les chiffres et parts présentés sont purement quantitatifs. Le GRD peut déterminer les parts des deux sous-portefeuilles de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes (voir chapitre 3.2) qu'il attribue à l'approvisionnement de base, pour autant que les deux parts minimales soient remplies. Pour les coûts, il faut appliquer le coût de revient moyen ou le coût d'achat moyen.

La production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes est inférieure à la consommation de l'approvisionnement de base. En respectant la part minimale 1, la part minimale 2 n'est pas atteinte; implication: la part minimale 2 peut être atteinte soit par une allocation plus importante de la production propre indigène de la part minimale (cas représenté ci-dessous), soit par des contrats d'achat à long terme pour des capacités de production d'énergies renouvelables indigènes.

Quantité approvisionnement de base	1200					
Approvisionnement total	1600					
		AB	Marché	AB	Marché	
		Quantité	Quantité	Part AB	Quantité	Quantité
Production propre élargie issue d'énergies renouvelables CH, GO incl.						
Installations de production propres						
Centralise électrique 1 - n	200	50%	100	60%	120	80
Prélèvements reposant sur des participations						
Entreprises partenaires 1 - n	200	50%	100	60%	120	80
Quantités de l'obligation de reprise						
Installations PV 1 - n	10	50%	5	100%	10	0
Total	410		205	205	250	160
Part minimale 1		50%			61%	
Part minimale 2 sans autre approvisionnement		17%	+		21%	
Production propre élargie «non renouvelables»						
Autres approvisionnements					Quantité	Quantité
pour approvisionnement de base						
Transactions à terme 1 - n	455				455	
pour clients du marché						
Transactions à terme 1 - n	235				235	
Transactions avec l'étranger						
Transactions à terme 1 - n	300				300	
Contrats d'achat à long terme						
PPA 1 - n	200				195	5
Fournitures d'énergie à court terme						
Total	1190				950	240
Quantités provenant d'énergies renouvelables CH					445	
Part minimale 2 avec autre approvisionnement					37%	
Quantité totale	1600				1200	400

Exemple de calcul 3 a)

Art. 4a, al. 1 OApEl: les gestionnaires de réseau de distribution écoulent, par année tarifaire, au moins 50 % de leur production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes via l'approvisionnement de base (part minimale 1). Dans la mesure où au moins 80 % de l'électricité écoulée dans le cadre de l'approvisionnement de base provient de cette production propre élargie, cette part minimale peut ne pas être atteinte (part minimale 1).

Les chiffres et parts présentés sont purement quantitatifs. Le GRD peut déterminer les parts des deux sous-portefeuilles de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes (voir chapitre 3.2) qu'il attribue à l'approvisionnement de base, pour autant que les deux parts minimales soient remplies. Pour les coûts, il faut appliquer le coût de revient moyen ou le coût d'achat moyen.

La production propre issue d'énergies renouvelables indigènes est largement supérieure à la consommation de l'approvisionnement de base; la part minimale 2 est atteinte sans avoir atteint la part minimale 1. Le respect de la part minimale 1 n'est pas possible, car la quantité demandée dans l'approvisionnement de base est trop faible. Dans ce cas, la règle des 80 % s'applique.

Quantité approvisionnement de base	400	
Approvisionnement total	1200	
		AB Marché
	Quantité	
Production propre élargie issue d'énergies renouvelables CH, GO incl.		
Installations de production propres		
Centrale électrique 1 - n	550	34%
Prélèvements reposant sur des participations		
Entreprises partenaires 1 - n	440	30%
Quantités de l'obligation de reprise		
Installations PV 1 - n	10	10%
Total	1000	
Part minimale 1		32%
Part minimale 2 sans autre approvisionnement		80%
Production propre élargie «non renouvelables»		
Autres approvisionnements		
pour approvisionnement de base		
Transactions à terme 1 - n	80	100%
pour clients du marché		
Transactions à terme 1 - n	100	0%
Transactions avec l'étranger		
Transactions à terme 1 - n	0	
Contrats d'achat à long terme		
PPA 1 - n	20	0%
Fournitures d'énergie à court terme		
Total	200	
Quantités provenant d'énergies renouvelables CH		
Part minimale 2 avec autre approvisionnement		80%
Quantité totale	1200	
		400 800

Exemple de calcul 3 b)

Art. 4a, al. 2 OApEl: au moins 20 % de l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base doivent être produits à partir d'énergies renouvelables issues d'installations indigènes (part minimale 2). Si cette part minimale n'est pas déjà atteinte en vertu de l'art. 4a, al. 1 OApEl, les gestionnaires de réseau de distribution concluent des contrats d'achat d'une durée minimale de 3 ans pour l'atteindre.

Les chiffres et parts présentés sont purement quantitatifs. Le GRD peut déterminer les parts des deux sous-portefeuilles de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes (voir chapitre 3.2) qu'il attribue à l'approvisionnement de base, pour autant que les deux parts minimales soient remplies. Pour les coûts, il faut appliquer le coût de revient moyen ou le coût d'achat moyen.

La production propre issue d'énergies renouvelables indigènes largement inférieure à la consommation de l'approvisionnement de base; bien que la part minimale 1 soit dépassée avec l'utilisation de 100 % de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes, la part minimale 2 ne peut pas être atteinte. La part minimale 2 doit être atteinte en continuant à s'approvisionner en énergies renouvelables indigènes.

Quantité approvisionnement de base	50		
Approvisionnement total	70		
		AB	Marché
		Quantité	Quantité
Production propre élargie issue d'énergies renouvelables CH, GO incl.		Part AB	Quantité
Installations de production propres			
Centrale électrique 1 - n	5	100%	5
Prélèvements reposant sur des participations			
Entreprises partenaires 1 - n	0	0%	0
Quantités de l'obligation de reprise			
Installations PV 1 - n	3	100%	3
Total	8		8
Part minimale 1			100%
Part minimale 2 sans autre approvisionnement			16%
Production propre élargie «non renouvelables»			
Autres approvisionnements		Quantité	Quantité
pour approvisionnement de base			
Transactions à terme 1 - n	0		
pour clients du marché			
Transactions à terme 1 - n	20	0%	20
Transactions avec l'étranger			
Transactions à terme 1 - n	0		
Contrats d'achat à long terme			
PPA 1 - n	42	100%	42
Fournitures d'énergie à court terme			
Total	62		20
Quantités provenant d'énergies renouvelables CH		50	
Part minimale 2 avec autre approvisionnement		100%	
Quantité totale	70		20