



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

Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH

Systematique de la branche pour la détermination des coûts dans le contexte de l'utilisation du réseau

SCCD – CH, édition 2018

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Téléphone +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@electricite.ch, www.electricite.ch



Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10, case postale
CH-5001 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs des éditions 2007, 2009 et 2012

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Rolf Meyer	IBAarau	Président de la KoReKo*
Cédric Christmann	EBM	Membre de la KoReKo
Christine Döbeli	ewz	Membre de la KoReKo (depuis mars 2012)
Marcel Frei	ewz	Membre de la KoReKo (jusqu'en déc. 2011)
Marco Heer	CKW	Membre de la KoReKo
Lilian Heimgartner	Swissgrid	Membre de la KoReKo
Harald Henggi	BKW FMB Energie	Membre de la KoReKo
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la KoReKo
Karl Resch	EKZ	Membre de la KoReKo
Peter Ruesch	SIG	Membre de la KoReKo
Oswald Udry	Groupe E	Membre de la KoReKo

Direction du projet au sein de l'AES

Peter Betz, chef du projet MERKUR Access II
Marcel van Zijl, responsable Gestion d'entreprise

Auteurs de la révision 2014/2015

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Rolf Meyer	IBAarau	Président de la KoKuF** (jusqu'en mai 2015)
Cédric Christmann	EBM	Membre de la KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Membre de la KoKuF
Boris Flade	Axpo	Membre de la KoKuF (jusqu'en déc. 2014)
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF
Niklaus Mäder	AES	Secrétaire spécialisé de la KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Présidente de la KoKuF (depuis mai 2015) / Membre de la KoKuF /
Peter Ruesch	SIG	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch		Energie Thun
Membre de la KoKuF		
Manuel Trösch	BKW Energie	Membre de la KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Membre de la KoKuF

Auteurs de la révision 2016/2018

Prénom nom	Entreprise	Fonction
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Présidente de la KoKuF
Mauro Braghetta	Azienda Elettrica Ticinese	Membre de la KoKuF
Cédric Christmann	EBM	Membre de la KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Membre de la KoKuF
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF
Oliver Junker	Axpo Power	Membre de la KoKuF
Niklaus Mäder	AES	Secrétaire spécialisé de la KoKuF
Marion Marty	Services Industriels de Lausanne	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la KoKuF
Manuel Trösch	BKW Energie	Membre de la KoKuF

Marc Wüst
Willy Zeller

IB Wohlen
Groupe E

Membre de la KoKuF
Membre de la KoKuF

* KoReKo = Commission pour le calcul des coûts

** KoKuF = Commission Coûts et finances

Responsabilité commission

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

Ce document est un document de la branche pour le marché de l'électricité (directive au sens de l'art. 27, al. 4 OApEI).

Chronologie

Date	Brève description
31 mars 2005	Version 1.0
15 juin 2006	Version 1.1
Décembre 2007	Approbation de la version SCCD 2007 par le Comité de l'AES
Juillet 2009	Approbation de la version SCCD 2009 par le Comité de l'AES
Oct. 2011-mars 2012	Mise à jour et révision par la KoReKo et l'AES
Avril/mai 2012	Consultation (branche et consommateurs finaux, art. 27, al. 4 OApEI)
4 juillet 2012	Approbation de la version SCCD 2012 par le Comité de l'AES
Août 2014-fév. 2015	Mise à jour et révision par la KoKuF et l'AES
Mars-mai 2015	Consultation (branche et consommateurs finaux, art. 27, al. 4 OApEI)
2 septembre 2015	Approbation de la version SCCD 2015 par le Comité de l'AES
Août 2016-janv. 2017	Mise à jour et révision par la KoKuF et l'AES
Fév.-mars 2018	Consultation (branche et consommateurs finaux, art. 27, al. 4 OApEI)
2 mai 2018	Approbation de la version SCCD 2018 par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 2 mai 2018.

Imprimé n° 1013 f, édition 2018

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents à des fins commerciales n'est autorisée qu'avec l'accord de l'AES et contre rémunération. Sauf pour utilisation personnelle, toute copie, distribution ou autre utilisation de ces documents est interdite. L'AES décline toute responsabilité quant aux éventuelles erreurs contenues dans ce document et se réserve le droit de modifier ce document à tout moment sans avertissement préalable.

Table des matières

Avant-propos	6
Introduction	7
1. Principes	8
2. Délimitation des coûts du réseau de distribution d'électricité à d'autres activités	9
3. Articulation des éléments d'une comptabilité analytique	9
4. Origine des coûts et délimitation	10
4.1 Délimitation entre les comptabilités financière et analytique	10
4.2 Coûts calculés du capital	12
4.2.1 Généralités	12
4.2.2 Comptabilité des immobilisations)	12
4.2.3 Principes d'activation	13
4.2.4 Amortissements calculés	14
4.2.4.1 Base de valeur	14
4.2.4.2 Durée d'amortissement	14
4.2.4.3 Méthode d'amortissement	16
4.2.4.4 Amortissements calculés imputables	16
4.2.5 Intérêts calculés	16
4.2.5.1 Capital nécessaire à l'exploitation	16
4.2.5.2 Taux d'intérêt calculé	17
4.3 Éléments de coûts imputables à l'utilisation du réseau	17
100 Coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux	19
200 Coûts d'exploitation des réseaux	19
300 Coûts des réseaux des niveaux supérieurs	21
400 Total des coûts des services-système (SDL) du gestionnaire du réseau de transport	21
500 Coûts pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage	21
600 Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux	24
700 Impôts directs	25
750 Prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700	26
800 Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques	27
900 Autres revenus	27
1000 Dissolution des différences de couverture	28
5. Saisie des coûts (centres de coûts / mandats / projets)	29
5.1 Centres de coûts organisationnels	29
5.2 Centres de coûts des immobilisations	29
5.3 Autres centres de coûts	30
5.4 Mandats/projets	30
6. Compte des coûts par unité d'imputation	31
6.1 Introduction	31
6.2 La structure du compte des coûts par unité d'imputation	31
6.3 Attribution des coûts	33
6.4 Calcul des tarifs d'utilisation du réseau	33

Liste des figures

Figure 1: Principe de la délimitation matérielle des charges et des coûts	10
Figure 2: Principe de la délimitation matérielle des produits et des revenus	11
Figure 3: Systèmes de mesure de la position 510	22
Figure 4: Flux financier dans le domaine des activités de réseau de distribution	29
Figure 5: Présentation des différents niveaux de réseau.	30
Figure 6: Structure des unités d'imputation minimale dans la domaine Réseaux	32
Figure 7: Prescriptions de tarification réseau du niveau de réseau 7	35

Liste des tableaux

Tableau 1	Durée d'amortissement par classe d'immobilisations	16
Tableau 2	Coûts imputables dans le domaine des réseaux.....	18

Avant-propos

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 (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

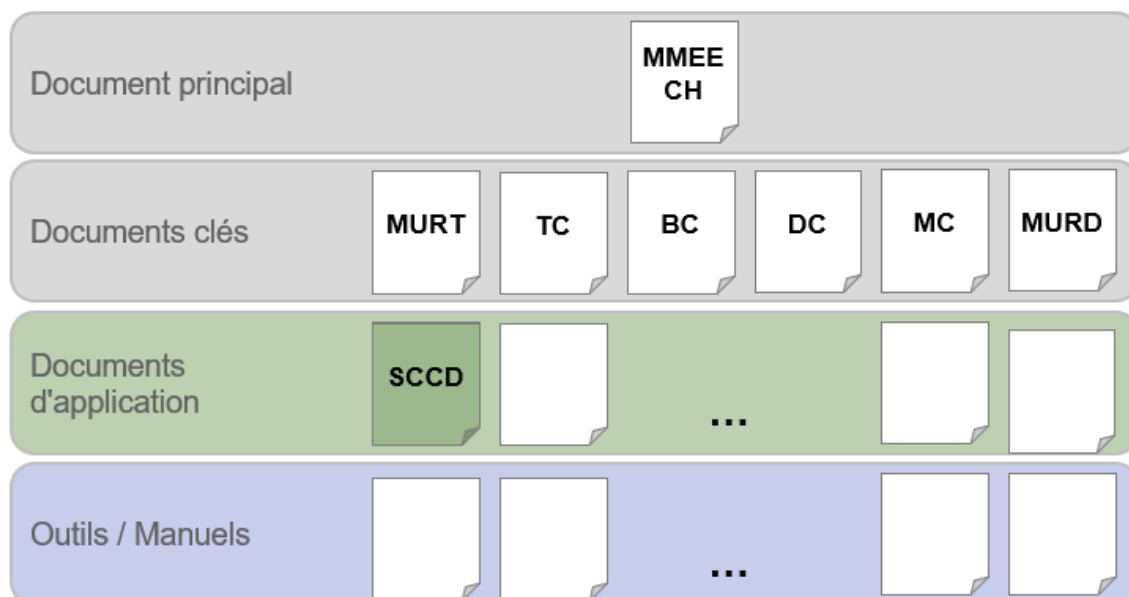
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de cette dernière selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

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 de transport suisse (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 gestionnaires de réseau de distribution CH» est un document d'application.

Structure des documents



Introduction

- (1) Ce schéma de calcul des coûts présente une systématique de la branche pour la détermination des coûts dans le contexte de l'utilisation du réseau de distribution. Il s'appuie sur les documents de la branche publiés par l'AES. Il tient notamment compte du «Modèle d'utilisation du réseau de distribution (MURD – CH)» et revêt le statut d'une recommandation de la branche (document d'application). Le schéma de calcul des coûts établit des bases communes pour les gestionnaires de réseau de distribution avec des définitions harmonisées des termes applicables afin d'apporter au mieux la preuve de l'absence de discrimination dans l'utilisation du réseau, du point de vue financier.
- (2) La présente édition remplace la version de septembre 2015. La LApEI et l'OApEI sont mentionnées dans leur version du 1^{er} janvier 2018. La présente édition est applicable à l'année tarifaire 2019 et aux suivantes. Pour le calcul rétrospectif de l'année tarifaire 2017, nous renvoyons en revanche à l'édition 2015. Pour le calcul rétrospectif de l'année tarifaire 2018, l'édition 2015 peut être utilisée, et ce pour des raisons pratiques, et afin que les calculs préalable et rétrospectif de cette année tarifaire concordent.
- (3) La LApEI prévoit diverses étapes de libéralisation. Dans une première phase, les clients finaux ayant une consommation annuelle inférieure à 100 MWh ou ceux qui renoncent au (libre) accès au réseau restent dans l'approvisionnement de base. Celui-ci s'effectue de façon intégrale, avec ce que l'on appelle un «tarif d'électricité» avec indication séparée de la rétribution d'utilisation du réseau et de l'énergie, de même que d'autres composantes du tarif. La détermination des coûts pour l'utilisation du réseau est décrite dans ce document.
- (4) Dans les dispositions en vigueur de la LApEI, la tenue d'unités d'imputation est prévue pour la fourniture d'énergie à des consommateurs finaux captifs (art. 6 LApEI). La détermination des coûts imputables et l'attribution des coûts qui s'y rapportent ne font pas l'objet du présent schéma de calcul des coûts, mais sont décrites dans le Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement – Systématique de la branche pour la détermination des coûts de fourniture d'énergie au consommateur final avec approvisionnement de base (SCCA).
- (5) L'activité d'une entreprise d'approvisionnement en électricité se subdivise en plusieurs secteurs d'activité: «Réseau», «Énergie» et, selon l'activité commerciale, un ou plusieurs secteurs pour les autres activités. Le présent document se concentre sur des points précis du secteur d'activité «Réseau».
- (6) L'exigence d'établir une comptabilité analytique en plus de la présentation externe des comptes (art. 11 LApEI) s'applique à tous les gestionnaires de réseau de distribution, indépendamment de leur type de présentation externe. Les gestionnaires de réseau qui ont appliqué le modèle comptable officiel pour la présentation des comptes doivent également introduire une comptabilité analytique. Bien que destiné à servir de fil conducteur pour l'ensemble de la branche, le schéma de calcul des coûts donne une certaine marge de manœuvre à chaque EAE.
- (7) Le schéma de calcul des coûts repose sur la comptabilité analytique en tant qu'instrument de gestion interne des entreprises, basé sur des critères objectifs. La comptabilité analytique reflète les flux financiers de l'entreprise et sert à apprécier la rentabilité des prestations internes ainsi qu'à documenter les résultats objectifs des unités d'imputation, des produits ou groupes de produits et des segments de marché comme de l'entreprise dans son ensemble. Il s'agit d'un élément essentiel de la gestion de l'entreprise et du pilotage de ses ressources personnelles et financières (allocation des facteurs).
- (8) La comptabilité analytique constitue la base qui permet de déterminer le prix (calcul des coûts des produits) de l'utilisation du réseau. La détermination des prix (pricing) s'appuie sur les critères du coût et du marché ainsi que, dans le domaine du réseau, sur les dispositions légales. La détermination de la base des coûts pour la part d'énergie des tarifs d'électricité, comme mentionné ci-dessus, n'est pas l'objet de ce document. Cette façon de faire sert également à constater la non-discrimination et l'absence de «subventions croisées» dans les activités de réseau (séparation des activités).
- (9) Le présent SCCD traite des thèmes suivants:
 - Bases de la comptabilité analytique
 - Éléments de coûts imputables

- Base de valeurs
- Flux financier
- Compte des coûts par unité d'imputation

1. Principes

- (1) Les principes ci-après s'appliquent à la comptabilité analytique (schéma de calcul des coûts).
- (2) La mission principale du schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution est d'indiquer de manière claire et compréhensible la marche à suivre pour:
 - Déterminer le montant des coûts imputables en vue du calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau
 - Attribuer les coûts imputables aux unités d'imputation de l'utilisation du réseau selon des critères objectifs d'origine des coûts
- (3) Le schéma de calcul des coûts suit l'approche du «Modèle d'utilisation du réseau de distribution de l'AES (MURD – CH)». Le modèle d'utilisation du réseau prévoit la séparation comptable du réseau de distribution des autres secteurs d'activité. La rémunération pour l'utilisation du réseau est déterminée par l'ensemble des coûts causalement liés à la mise à disposition de l'utilisation du réseau.
- (4) La comptabilité analytique est menée sur la base des coûts complets en tenant compte d'un intérêt équitable sur le capital investi (y compris un bénéfice adéquat) et de la conservation de la substance, ainsi que de l'imputation complète des coûts opérationnels de chaque niveau de réseau. Il convient d'assurer la continuité des méthodes appliquées dans la comptabilité analytique. Lorsque des modifications sont apportées, il s'agit de les mettre clairement en évidence. La rédaction du présent schéma de calcul des coûts a été guidée par la LApEI et l'OApEI.

2. Délimitation des coûts du réseau de distribution d'électricité à d'autres activités

- (1) En principe, les coûts et les revenus des autres activités sont séparés de ceux du réseau de distribution d'électricité (tenue de comptabilités de secteur d'activités distinctes). Si ce n'est pas le cas, les revenus des autres activités doivent être crédités au réseau de distribution d'électricité. Si, p. ex., des réseaux de gaz, d'eau, de chaleur ou de télécommunication sont créés avec pour seul but la fourniture de ces prestations, les coûts qui en résultent sont compris dans les autres activités et non dans les coûts imputables au réseau de distribution d'électricité.
- (2) La délimitation et l'attribution des coûts doivent être effectuées de façon non discriminatoire, pertinente, uniforme, compréhensible et selon le principe de causalité. Les coûts qui ne peuvent pas être attribués directement doivent être répartis proportionnellement entre le réseau de distribution d'électricité et les autres activités au moyen de clés de répartition selon les principes mentionnés précédemment. Ces clés de répartition doivent être fixées par écrit et respecter le principe de constance. La séparation des coûts doit pouvoir être vérifiable sur la base de la comptabilité analytique. Les subventions croisées sont interdites. Dans les autres activités, il faut également prendre en compte la part des frais administratifs généraux. Les revenus des prestations pour des tiers, qui sont fournies au moyen de l'infrastructure de réseau de distribution d'électricité, comme les locations ou les droits d'utilisation sur des tracés ou des conduites vides, doivent être traités selon les mêmes principes et crédités au réseau électrique.

3. Articulation des éléments d'une comptabilité analytique

- (1) La comptabilité analytique est articulée en règle générale selon les domaines suivants:
 - Compte de types de coûts (Quels sont les coûts à supporter?)
 - Compte des centres de coûts (Quelles unités organisationnelles ou comptables ont causé ces coûts?)
 - Compte des coûts par unité d'imputation (Quels produits ont causé ces coûts?)
 - Compte des mandats pour les mandats (et projets) internes et les commandes passées auprès de tiers

4. Origine des coûts et délimitation

- (1) Des délimitations matérielles et temporelles des coûts et des revenus sont à effectuer dans la comptabilité analytique. La délimitation dans le temps a normalement déjà lieu dans les comptes financiers (périodes comptables); ainsi, il suffit de délimiter dans la comptabilité analytique les chiffres sur le plan matériel.

4.1 Délimitation entre les comptabilités financière et analytique

- (1) Le schéma de délimitation ci-après s'applique à la détermination des coûts et revenus imputables:

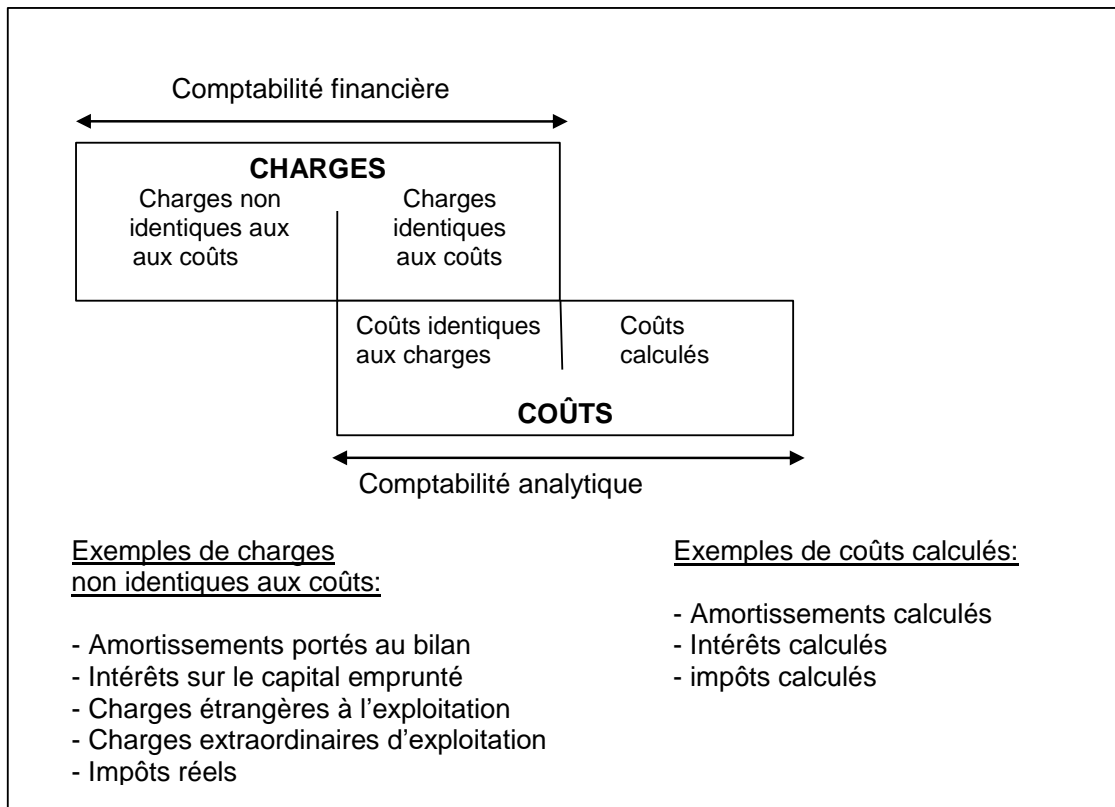


Figure 1: Principe de la délimitation matérielle des charges et des coûts

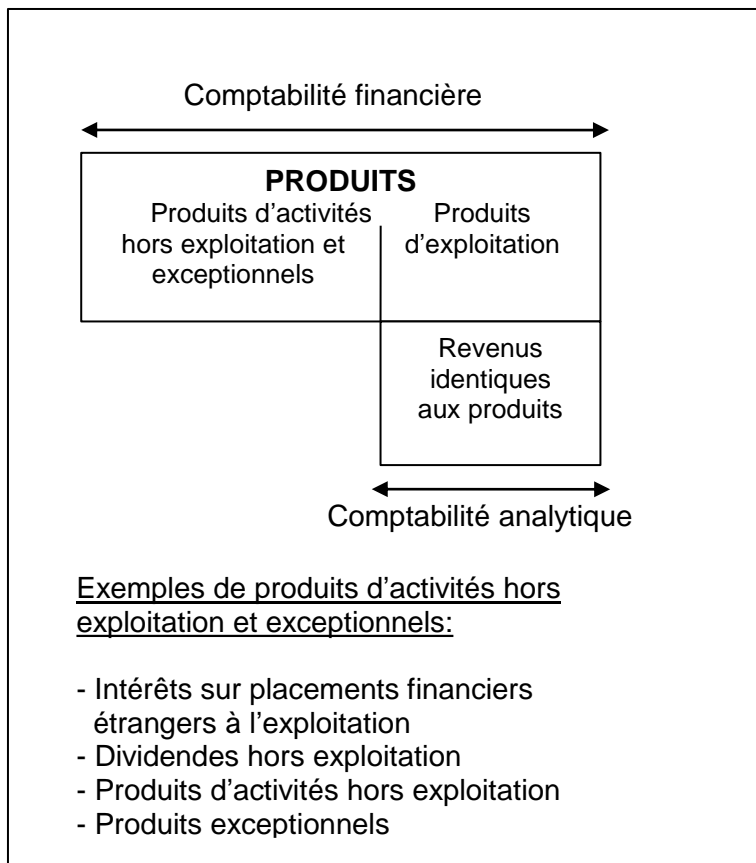


Figure 2: Principe de la délimitation matérielle des produits et des revenus

(2) Il existe deux catégories de coûts et de revenus:

- Coûts identiques aux charges / revenus identiques aux produits: ils regroupent toutes les catégories de coûts et de revenus que l'on retrouve avec le même montant (dans la délimitation temporelle donnée) dans la comptabilité financière (p. ex. les salaires, le matériel, les prestations de tiers, y compris les coûts de réseaux situés en amont, les chiffres d'affaires).
- Coûts calculés: les coûts calculés diffèrent des chiffres figurant dans la comptabilité financière; ils permettent la présentation du résultat d'exploitation dans la comptabilité analytique.

4.2 Coûts calculés du capital

4.2.1 Généralités

- (1) Les coûts calculés du capital comprennent les deux types de coûts suivants:
 - Amortissements calculés
 - Intérêts calculés
- (2) La dépréciation de valeur des immobilisations est représentée par les amortissements calculés, indépendamment des valeurs de la présentation externe des comptes des entreprises.
- (3) La prise en considération des intérêts calculés garantit que le capital investi dans l'entreprise, immobilisations en cours de construction incluses, est rémunéré de manière équitable (y compris un bénéfice adéquat).
- (4) La création et la tenue d'une comptabilité complète des immobilisations dans le cadre de la comptabilité analytique est indispensable aux gestionnaires de réseau afin de pouvoir déterminer les valeurs de base utilisées pour le calcul des coûts du capital imputables.

4.2.2 Comptabilité des immobilisations)

- (1) Sauf indication contraire explicite, la comptabilité des immobilisations mentionnée dans le présent document fait référence à la comptabilité établie dans le cadre de la comptabilité analytique selon l'art. 11 LApEI. Elle doit être distinguée de la comptabilité des immobilisations établie pour la présentation externe des comptes (comptabilité financière).
- (2) La pratique reposant sur l'économie d'entreprise (comptabilité analytique) s'applique à la comptabilité des immobilisations pour le calcul des coûts du capital imputables. Les valeurs des immobilisations et les réévaluations en comptabilité financière ne sont pas déterminantes pour les coûts calculés (voir arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011, ch. 4.6.2).
- (3) Les coûts du capital sont déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction (ci-après appelés valeurs d'acquisition) des installations existantes (art. 15 LApEI), que l'entreprise fournisse elle-même la prestation ou qu'elle la commande auprès d'entreprises tierces. Dans ce contexte, seuls les coûts de construction de l'installation sont considérés comme valeur d'acquisition (art. 13, al. 2 OApEI). Dans les coûts de construction sont aussi compris les coûts d'étude des projets et de planification. Selon le Tribunal fédéral, la limitation de l'art. 13, al. 2 OApEI aux «coûts de construction» est bien trop restrictive et doit être étendue aux prix d'achat versés dans le cadre de la construction de l'installation (ATF 140 II 415, E 5.5.3).
- (4) Les valeurs d'acquisition peuvent également être déterminées exceptionnellement de façon synthétique s'il manque des pièces justificatives (art. 13, al. 4 OApEI; pour l'interprétation du terme «exceptionnellement», voir arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011, ch. 6.1-6.3). En vertu de l'art. 13, al. 4 OApEI, dernière phrase, cette méthode implique une déduction de 20% de la valeur calculée. Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral, cette déduction forfaitaire de 20% reste admissible tant que les propriétaires de réseau ne peuvent prouver qu'elle conduit dans le cas particulier à une évaluation contraire à la loi (arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011, ch. 7.7). En particulier, seule une déduction réduite, voire aucune déduction, (n'est) autorisée si l'évaluation synthétique est réalisée au moyen de valeurs unitaires qui peuvent être prouvées historiquement de manière suffisante.
- (5) Les amortissements sont effectués de manière linéaire sur une durée d'amortissement définie par classe d'immobilisations, uniforme et réaliste (voir chapitre 4.2.4.2 ci-dessous), jusqu'à la valeur résiduelle zéro (art. 13, al. 1 et 2 OApEI). Le début de l'amortissement correspond au moment de la mise en service.
- (6) Lors de la reprise d'immobilisations matérielles (p. ex. acquisition de réseaux), on applique également les principes d'économie d'entreprise. Du point de vue de la comptabilité analytique, les valeurs ressortant de la comptabilité financière ne sont, là encore, pas déterminantes (arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011). Par ailleurs, dans le cas d'une acquisition de réseaux,

ce n'est pas le prix d'achat payé par l'acquéreur qui est déterminant, mais les coûts déboursés dans le cadre de la construction originale de l'installation (ATF 140 II 415, E 5.9).

- (7) Le principe de la valeur d'acquisition s'applique aussi lorsque la valeur initiale d'acquisition est reconstituée au moyen d'une série d'indices (évaluation synthétique) et lorsque les nouvelles installations sont activées à la valeur d'acquisition actuelle. Les mêmes principes s'appliquent aux contributions au raccordement et aux coûts du réseau.
- (8) Les immobilisations estimées sur la base des coûts de remplacement (immobilisations évaluées synthétiquement) doivent être répertoriées séparément dans la comptabilité analytique (art. 7, al. 3, let. b OApEI). Cette différenciation est nécessaire pour pouvoir appliquer la déduction correspondante. Pour des raisons matérielles, il n'est pas recommandé de prendre en compte dans la comptabilité des immobilisations la déduction sur les valeurs des immobilisations déterminées conformément à l'art. 13, al. 4 OApEI, faute de quoi on perdrait les informations destinées aux justificatifs d'assurance ou aux investissements de remplacement ultérieurs. La déduction est par conséquent effectuée dans le chapitre 4.2.4.1 sur la base de valeur, ci-dessous.
- (9) Les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection visée aux art. 15 et 19 de la Loi sur l'énergie du 30 septembre 2016 doivent également être répertoriés séparément, conformément à l'art. 7, al. 3, let. h OApEI.
- (10) Dans la mesure où les coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents doivent apparaître séparément (art. 7^{fbis} OApEI et art. 7m OApEI), il est impératif de tenir la comptabilité des immobilisations de ces systèmes à part également (concernant la description des coûts correspondants, cf. position 500, plus loin).
- (11) Les contributions de raccordement au réseau (dans la mesure où les coûts ont été activés), les contributions aux coûts du réseau et les contributions aux renforcements du réseau doivent être répertoriées séparément. Les contributions aux coûts du réseau sont inscrites au passif du bilan (brut) et les contributions de raccordement au réseau sont inscrites au passif du bilan ou compensées avec la valeur activée de l'immobilisation dans la mesure où les coûts correspondants sont activés et qu'ils ne sont pas comptabilisés sur une unité d'imputation séparée pour les contributions de raccordement au réseau. Dans la méthode brute, l'amortissement (négatif) se fait de manière analogue à la classe d'immobilisations. Ainsi, la détermination des prix tient adéquatement compte des contributions aux coûts du réseau déjà payées par les clients. Comme alternative, les contributions aux coûts du réseau peuvent également être comptabilisées en tant que revenus diminuant les coûts, répartis sur les immobilisations existantes, par niveau de réseau (voir aussi Recommandation de la branche Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)). Les principes de base adéquats doivent être fixés par les organes compétents de l'entreprise et être présentés selon l'art. 7, al. 3 et 4 OApEI.
- (12) Lors de l'activation des raccordements au réseau, il est possible d'opérer une distinction entre les câbles et le tracé (durées d'utilisation différentes). Les contributions de raccordement au réseau peuvent être inscrites au passif avec une durée d'utilisation pondérée (correspondant à la part du tracé et à la part des câbles) sans répartition entre câbles et tracé.
- (13) Les contributions aux coûts du réseau doivent être réparties entre les différents niveaux de réseau en fonction de leur sollicitation (voir Recommandation de la branche Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)). Elles peuvent être inscrites au passif avec une durée d'utilisation pondérée (en fonction de la part des différentes classes d'immobilisations) sans répartition entre les classes d'immobilisations.

4.2.3 Principes d'activation

- (1) Selon l'art. 7, al. 4 OApEI, chaque gestionnaire et propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif. Il faut répertorier dans l'actif immobilisé les objets qui ont pour but de servir l'activité commerciale à long terme et de réaliser des futurs profits économiques pour l'entreprise. Les futurs profits économiques peuvent également être apportés indirectement: si les immobilisations matérielles acquises pour des raisons de sécurité et de protection de l'environnement n'augmentent pas directement les futurs profits économiques, de telles immobilisations matérielles doivent cependant figurer comme valeurs du capital, car elles permettent à l'entreprise de poursuivre l'exploitation et ainsi de réaliser des profits économiques futurs sur les autres valeurs du

capital. Dès lors que les pièces de rechange et les appareils d'entretien ne peuvent être utilisés qu'avec une immobilisation matérielle, ils doivent également être activés comme immobilisation matérielle (sinon activation comme stocks avec saisie des coûts ultérieure lors de la consommation). Si des travaux d'entretien réguliers importants sont nécessaires pour continuer l'exploitation d'une immobilisation matérielle, les coûts peuvent également être activés (p. ex. réhabilitation du transformateur).

- (2) Il faut activer les investissements dans les immobilisations matérielles lorsqu'elles sont utilisées sur plusieurs périodes de facturation, qu'elles dépassent la limite inférieure d'activation et qu'elles apportent un intérêt économique. La limite inférieure d'activation d'une immobilisation matérielle est fixée par une organisation en tenant compte de l'importance relative et définit la valeur ou l'unité de quantité minimale à activer. Si la condition du profit économique direct ou indirect n'est pas remplie, les coûts doivent être comptabilisés en tant que coûts d'exploitation indépendamment de la limite d'activation.
- (3) Les coûts de démolition non nécessaires pour la nouvelle construction doivent être comptabilisés via le compte de résultat. Par exemple, la démolition d'une ligne aérienne n'est pas activable lorsqu'une ligne sous câble est posée en remplacement. Les coûts de démolition absolument nécessaires pour la construction d'une installation peuvent être activés sur les investissements de remplacement ou comptabilisés via le compte de résultat. Exemple: si, lors de l'achat d'un immeuble, l'ancien bâtiment doit d'abord être démolé car, sinon, la construction d'un nouveau ne serait pas possible, une activation des coûts de démolition est possible. Selon les termes de la décision 211-00016 «Netznutzungs- und Elektrizitätstarife 2009 und 2010 ewb» du 17 novembre 2016, non encore entrée en vigueur, l'EICoM n'accepte toutefois pas l'activation des coûts pour le démontage et la démolition d'une ancienne installation ni des coûts liés aux installations transitoires (voir aussi la Newsletter 12/2016 de l'EICoM). Selon l'EICoM, les coûts de démolition ainsi que les coûts liés aux installations transitoires peuvent cependant être imputés en tant que coûts d'exploitation de l'exercice en cours.

4.2.4 Amortissements calculés

- (1) Les amortissements calculés représentent la dépréciation de valeur sur une période déterminée des éléments immobilisés avec une durée d'utilisation supérieure à un an. Trois éléments sont importants dans la détermination des amortissements calculés:
 - La valeur à amortir (valeur de base pour l'incorporation à l'actif du bilan)
 - La durée d'amortissement
 - La méthode d'amortissement

4.2.4.1 Base de valeur

- (1) La valeur issue de la comptabilité des immobilisations est utilisée comme base d'amortissement (cf. section 4.2.2. ci-dessus). Pour les valeurs évaluées synthétiquement, une déduction de 20% s'applique par principe, sauf s'il peut être prouvé qu'une déduction plus petite, voire aucune déduction, se justifie (cf. section 4.2.2 (4)).

4.2.4.2 Durée d'amortissement

- (1) La durée d'amortissement correspond à la durée de vie économique prévue de l'immobilisation et est déterminée notamment par l'usure naturelle ou technique, les prescriptions légales ou l'obsolescence économique. La durée d'amortissement ne correspond donc pas nécessairement à la durée d'utilisation techniquement possible.
- (2) Les durées d'utilisation (ici les durées d'amortissement) doivent être fixées de manière uniforme selon des critères transparents et exempts de discrimination pour les diverses installations et parties d'installations (art. 13, al. 1 OApEI).
- (3) Le fait qu'une classe d'immobilisation ne soit pas mentionnée dans le tableau ci-dessous ne signifie pas que celle-ci ne puisse pas être activée.

Classe d'immobilisations	Durée d'amortissement en années
Réseau de distribution	
Terrains	Pas d'amortissement
Installations en cours de construction	Pas d'amortissement
Tracé de tubes pour câbles MT et BT	55 - 60
Galerie de câbles	75 - 80
Câbles 150 / 50 kV	35 - 40
Câbles MT	35 - 40
Câbles BT (câbles d'énergie)	35 - 40
Câbles de télécommunication souterrains	20 - 25
Ligne aérienne 150 / 50 kV (acier ou béton avec fil de terre, sans câbles de télécommunication)	55 - 60
Ligne aérienne 150 / 50 kV (bois)	20 - 25
Ligne aérienne MT (bois)	20 - 25
Ligne aérienne MT (acier ou béton avec fil de terre, sans câble de télécom.)	35 - 40
Câble de télécommunication à l'air libre	15 - 20
Ligne aérienne BT (bois)	20 - 25
Bâtiment de sous-station (stations principales)	45 - 50
Sous-station: transformateur de réseau	30 - 35
Sous-station: tronçons de ligne	30 - 35
Sous-station: installations de protection et de mesure, de technique de commande, de télécommande centralisée, batteries de condensateurs, etc.	10 - 15
Station de transformation: bâtiment, construction conventionnelle	45 - 50
Station de transformation: bâtiment, construction légère	30 - 35
Station de transformation: (MT/BT) transformateur	30 - 35
Station de transformation sur poteau (acier et bois) y c. équipement électrique	25 - 30
Station de transformation: installation de couplage (isolation par air et gaz)	25 - 35
Station de transformation: installations de commande, de mesure et de protection, batteries de condensateurs, etc.	10 - 15
Câbles de raccordement client	35 - 40
Lignes aériennes de raccordement client	20 - 25
Cabines de distribution de câbles	35 - 40
Compteurs et installations de mesure, mécaniques*	20 - 25
Compteurs et installations de mesure intelligentes et électroniques autres	10 - 15
Groupes électrogènes mobiles	15 - 20
Concessions et droits	
Réserves de terrain	Pas d'amortissement
Concessions	Durée de la concession
Part de terrain en cas de copropriété	Pas d'amortissement
Droits d'utilisation des installations, de transport d'énergie et autres droits de tiers	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits d'utilisation des installations	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits d'utilisation des installations de sous-stations à des tiers	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits de prélèvement d'énergie et de transport à des tiers	Comme sous immobilisation ou durée du contrat

Classe d'immobilisations	Durée d'amortissement en années
Droits de construction et d'utilisation	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Immobilisations générales	
Terrains	Pas d'amortissement
Bâtiments d'exploitation (selon le mode de construction)	30 - 50
Bâtiments administratifs (selon le mode de construction)	40 - 60
Équipement commercial, mobilier	05 - 10
Installations de communication	05 - 10
Outils, appareils, machines	05 - 10
Agencement de dépôt	15 - 20
Installations informatiques, matériel	03 - 05
Installations informatiques, logiciel y compris introduction	03 - 06
Véhicules légers	03 - 08
Véhicules lourds	10 - 20

* L'art. 31e OApEI dispose que d'ici le 31 décembre 2027, 80% de l'ensemble des installations de mesure d'une même zone de desserte doivent satisfaire aux exigences des articles 8a et 8b OApEI, les compteurs visés par l'art. 31°, al. 3 OApEI et ne remplissant pas ces critères font partie de ce pourcentage. Les 20% restants peuvent être utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré et sont considérés comme imputables.

Tableau 1 Durée d'amortissement par classe d'immobilisations

4.2.4.3 Méthode d'amortissement

- (1) Selon l'art. 13, al. 2 OApEI, les installations du secteur «Réseau de distribution» doivent être amorties de façon linéaire.

4.2.4.4 Amortissements calculés imputables

- (1) Nous calculons comme suit les amortissements calculés imputables dans une période:

$$\frac{\text{Valeur d'acquisition}}{\text{Durée d'amortissement}} \quad \text{ou:} \quad \frac{\text{Valeur d'acquisition amortie}}{\text{Durée d'amortissement restante}}$$

- (2) Lorsqu'une installation est totalement amortie et que sa valeur résiduelle est de zéro, plus aucun amortissement n'est autorisé.
- (3) En cas de mise à l'arrêt de l'installation, l'éventuelle valeur d'acquisition amortie encore existante doit être intégralement amortie. En cas de démolition de l'installation, l'installation doit être décomptabilisée de la comptabilité des immobilisations.

4.2.5 Intérêts calculés

- (1) Les intérêts calculés sont des indemnités de mise à disposition du capital. Les éléments suivants sont déterminants:

- Le capital nécessaire à l'exploitation
- Le taux d'intérêt calculé

4.2.5.1 Capital nécessaire à l'exploitation

- (1) Le capital nécessaire à l'exploitation comprend la valeur d'acquisition amortie calculée de l'actif immobilisé assigné au réseau (y compris les installations en cours de construction), ainsi que le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation à la fin de l'année comptable (art. 13, al. 3, let. a OApEI). L'actif immobilisé (y compris les installations en cours de construction) peut être consulté dans la comptabilité des immobilisations (point 4.2.2). Pour déterminer le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, se reporter à la section 4.3., position 600.3.

- (2) Le capital nécessaire à l'exploitation sert de base de calcul pour les intérêts calculés.

4.2.5.2 Taux d'intérêt calculé

- (1) À titre de taux d'intérêt calculé, on utilise un coût moyen pondéré du capital ou WACC (weighted average cost of capital). La méthode de calcul est fixée dans l'annexe 1 de l'OApEI.
- (2) Le WACC est fixé chaque année par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) (art. 13, al. 3bis OApEI) et publié dans un communiqué en même temps que les explications sur le calcul.

4.3 Éléments de coûts imputables à l'utilisation du réseau

- (1) Le schéma ci-après (tableau 2) reflète la structure des coûts des unités d'imputation relatives à l'utilisation du réseau. Dans le calcul rétrospectif, il faut utiliser les clés de répartition avec une méthode identique au calcul préalable. Les éléments de coûts peuvent se composer de coûts directs et indirects. Les coûts indirects peuvent être engendrés par la facturation de prestations ou par des imputations de décomptes de mandats. Si l'on impute au réseau des frais généraux au moyen d'une clé de répartition (par exemple des frais administratifs), il faut que les clés de répartition respectent le principe de causalité, qu'elles soient vérifiables, fixées par écrit et qu'elles respectent le principe de constance (art. 7, al. 5 OApEI).

Position	Niveau de réseau: \underline{x} (2 à 7) Catégorie de coûts par niveau de réseau	Attribution selon modèle du report des coûts	Attribution des coûts selon d'autres critères
100	Coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux		
100.1	Amortissements calculés de l'infrastructure des réseaux	x	
100.2	Intérêts calculés de l'infrastructure des réseaux	x	
100.3	Intérêts calculés des installations en cours de construction	x	
200	Coûts d'exploitation des réseaux		
200.1a	Exploitation du réseau	x	
200.1b	OSTRAL	x	
200.2	Entretien	x	
200.3	Autres coûts	x	
200.4	Pertes actives des réseaux propres	x	
300	Coûts des réseaux de niveaux supérieurs	x	
400	Coûts des services-système du gestionnaire du réseau de transport (SDL)		x
500	Coûts pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage		
510	Coûts pour les systèmes de mesure intelligents		
510.1	Amortissements calculés		x
510.2	Intérêts calculés		x
510.3	Autres coûts		x
520	Coûts pour les autres systèmes de mesure et d'information		
520.1	Amortissements calculés		x
520.2	Intérêts calculés		x
520.3	Autres coûts		x

Position	Niveau de réseau: <u>x</u> (2 à 7) Catégorie de coûts par niveau de réseau	Attribution selon modèle du report des coûts	Attribution des coûts selon d'autres critères
530	Coûts pour les systèmes de commande et de réglage intelligents		
530.1	Amortissements calculés	x	
530.2	Intérêts calculés	x	
530.3	Autres coûts	x	
600	Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux		
600.1a	Direction, administration		x
¹			x
600.2	Commercialisation		x
600.3	Intérêts calculés du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation		x
²			
600.5	Contrôle d'installation (partie souveraine)		x
600.6	Autres coûts		x
700	Impôts directs		
700.1	Impôt sur les bénéfices identiques aux charges		x
700.2	Impôt sur les bénéfices calculés		x
700.3	Impôt sur le capital		x
750	./. prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700		
800	Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques*		
800.1	Prestations selon position 750		x
800.2	Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques (canton et commune)		x
800.3	Supplément au sens de l'art. 35 EnG		x
900	Autres revenus		
900.1	./. Autres coûts facturés individuellement (art. 7, al. 3, let. j OApEI)		x
900.2	./. Autres revenus		x
	Total des coûts imputables		
1000	Dissolution des différences de couverture		
	Total base de coûts pour le calcul de la rétribution d'utilisation du réseau		

* Les redevances qui ne sont pas imputées directement font l'objet du report des coûts.

Tableau 2 Coûts imputables dans le domaine des réseaux

- (2) Les explications ci-après sur les différents éléments de coûts sont données à titre d'exemple et ne prétendent pas à l'exhaustivité. L'entreprise est libre de compléter sa comptabilité analytique avec ses propres catégories de coûts.

¹ La catégorie de coûts 6001.b Impôts sur le capital a été intégrée à la catégorie 700 Impôts directs dans la révision 2015.

² La catégorie de coûts 600.4 «Différences de couverture d'années précédentes» a été regroupée avec la catégorie de coûts 1000 «Dissolution des différences de couverture» dans la révision 2015.

- (3) Les catégories de coûts sont indépendantes des plans comptables des entreprises.
- (4) La nomenclature s'inspire de l'art. 7, al. 3, let. a à m OApEI.

100 Coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux

100.1 Amortissements calculés des réseaux

Les amortissements calculés des réseaux (infrastructure des réseaux hormis les installations de mesure) sont effectués de manière linéaire sur la durée d'utilisation, sur la base des valeurs d'acquisition.

Les amortissements exceptionnels de l'actif immobilisé du réseau doivent également être saisis.

Si les raccordements sont modifiés à cause de la consommation propre ou d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre et que des installations ne sont plus ou plus que partiellement utilisées pour cette raison (art. 3 al. 2bis OApEI), ces dernières font alors l'objet d'un amortissement exceptionnel correspondant à la dépréciation de valeur. L'indemnisation par le regroupement des propriétaires fonciers ou les consommateurs propres doit être inscrite à la position «900.2 Autres revenus». Les contributions réseau inscrites au passif pour ces installations doivent également être dissoutes en conséquence.

100.2 Intérêts calculés des réseaux

Les intérêts calculés des réseaux (infrastructure des réseaux hormis les installations de mesure) sont calculés sur la base des valeurs résiduelles des installations du réseau (sans les intérêts calculés des installations de mesure). Pour le calcul du taux d'intérêt, voir paragraphe 4.2.5.2.

100.3 Intérêts calculés des installations en cours de construction

Les intérêts calculés des installations en cours de construction sont calculés sur la base des coûts accumulés des investissements non encore achevés. Ces intérêts sont inscrits comme coûts imputables et ne peuvent pas être activés.

200 Coûts d'exploitation des réseaux

200.1a Exploitation du réseau

L'exploitation du réseau comprend les activités suivantes:

- Planification stratégique et opérationnelle du réseau
- Système d'information géographique, suivi du cadastre des conduites
- Établissement de programmes de manœuvre et de déclenchement pour l'entretien et les cas d'avarie
- Gestion efficace du réseau en respectant les prescriptions de protection de l'environnement et de sécurité nécessaires à la qualité du réseau; contrôle du réseau
- Service de piquet pour l'exploitation du réseau
- Technique de protection
- Mesures d'exploitation
- Installations de contrôle commande
- Communication sur le réseau
- Radiocommunication de l'entreprise
- Groupes électrogènes mobiles d'urgence
- Assurance qualité, pour l'établissement de la documentation de travail, certification, formation du personnel et surveillance du respect des prescriptions

- Sécurité au travail
- Consommation électrique propre pour l'exploitation du réseau (à l'exclusion de la compensation des pertes actives)
- Services-système dans le réseau de distribution³ et divergences par rapport au programme prévisionnel
- Assurance responsabilité civile de l'entreprise
- Amortissements et intérêts calculés du matériel informatique, des outils, des appareils, machines, etc., du domaine de l'exploitation des réseaux
- Part des coûts des locaux

Souvent, les coûts d'exploitation du réseau ne peuvent pas être attribués à un seul niveau de réseau. Dans ce cas, deux variantes de solution sont possibles:

1. Les coûts d'exploitation du réseau qui ne sont pas directement attribuables à un niveau de réseau sont attribués au niveau de réseau concerné le plus élevé du gestionnaire de réseau de distribution. Les coûts de chacun des niveaux de réseau présentant des ventes réseau sont reportés en fonction du modèle du report.
2. Les coûts d'exploitation du réseau sont répartis entre chacun des niveaux de réseau à l'aide d'une clé de répartition.

200.1b OSTRAL

OSTRAL est l'acronyme de «Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen» (Organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise). Elle est régie par l'Ordonnance sur l'organisation d'exécution de l'approvisionnement économique du pays dans la branche électricité (OEBE).

Les activités d'OSTRAL comprennent:

- Un travail d'équipe au sein de la commission et des groupes de travail OSTRAL
- La participation aux formations OSTRAL
- L'élaboration de mesures pour encadrer l'offre
- La mise en place de plans de délestage
- La préparation de mesures de contingentement
- L'information des consommateurs finaux (gros consommateurs) afin de les sensibiliser à l'importance d'OSTRAL et de préparer la mise en œuvre des mesures OSTRAL ad hoc
- La participation aux exercices OSTRAL

(liste non exhaustive)

200.2 Entretien

L'entretien du réseau comprend le matériel, les prestations de tiers et les prestations propres, y compris les moyens d'exploitation pour les activités telles que: inspection, entretien, remise en état, réparations, élimination de dérangements, déviation, travaux de démolition, mesures de mise à la terre, etc.

200.3 Autres coûts

- Locations, intérêts sur droits de superficie, dommages occasionnés aux cultures, contributions à des tiers pour des servitudes, droits de passage (s'ils ne sont pas incorporés à l'actif), indemnisation pour la mise à disposition de droits d'utilisation
- Prorata des assurances contre les dommages d'incendie et d'éléments naturels (aux bâtiments, dégâts des eaux, vol, etc.)

³ Dans le cas de l'énergie réactive, une facturation directe selon le principe de causalité, p. ex. pour un $\cos(\varphi) < 0.90$, est possible. Si l'on fait usage de la possibilité d'imputation directe, il faut veiller à ne pas arriver à une imputation double dans la rétribution de l'utilisation du réseau et à l'imputation directe.

– Solde des raccordements au réseau dans le cas de la méthode des unités d'imputation

200.4 Pertes actives des réseaux propres

Différence entre l'énergie électrique injectée sur le réseau et la consommation d'énergie électrique à partir du réseau, déduction faite des besoins propres des installations de production et de l'exploitation du réseau (pertes liées à la transformation et au transport). L'énergie perdue déterminée est évaluée par l'exploitant du réseau de distribution aux coûts de revient au sens large, conformément au Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement, y compris les coûts de commercialisation et frais administratifs généraux⁴. Dans la Décision 211-0008 du 21 janvier 2015 rendue contre Repower⁵, l'EiCom est du même avis. Les coûts qui en résultent font partie intégrante des coûts d'exploitation du niveau de réseau considéré. Concernant le calcul des quantités de pertes actives par niveau de réseau, voir le Distribution Code (DC – CH).

Concernant l'imputation des qualités d'énergie imputables pour les pertes actives, la Directive de l'EiCom 1/2016 «Pertes actives: imputation d'énergie de qualité différente» du 18 août 2016 dispose que les surcoûts occasionnés par l'acquisition de courant de qualité supérieure ne sont imputables que pour la part que représente ce type de courant dans le produit standard du gestionnaire de réseau (sans part de bénéfice). Selon la même directive, le produit standard correspond au produit attribué par un gestionnaire de réseau de distribution à un consommateur final avec approvisionnement de base lorsque ce dernier achète son électricité sans opter pour un produit déterminé. Toujours selon cette directive, si un gestionnaire de réseau propose comme produit standard à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base de l'énergie ne comprenant pas de part de courant écologique, il ne peut pas faire valoir de coûts supplémentaires pour plus-value écologique dans les pertes actives.

De l'avis de l'AES, les coûts pour les qualités d'énergie supérieures au produit standard doivent être régulés à l'aide de taxes (cf. position 800). Pour cela, un mandat de prestations correspondant de l'instance politique compétente est nécessaire.

300 Coûts des réseaux des niveaux supérieurs

Rémunérations pour l'utilisation du réseau facturées, y compris les services-système individuels des gestionnaires de réseau de distribution en amont (art. 15 et 16 OApEI). Selon l'EiCom, il faut répertorier les paiements de compensation sous cette catégorie de coûts en cas de constitution de solutions de communauté tarifaire.

400 Total des coûts des services-système (SDL) du gestionnaire du réseau de transport

Voir au sujet des services-système le Modèle d'utilisation du réseau de transport suisse (MURT) – CH et l'art. 15, al. 2, let. a OApEI.

500 Coûts pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage

Pour les coûts du réseau, seuls les coûts pour le domaine régulé doivent être saisis.⁶

Pour en savoir plus sur le déroulement des activités de mesure et d'information, se reporter au Metering Code (MC-CH). Selon ce dernier, le système de mesure et d'information se compose de l'exploitation proprement dite des places de mesure (étalonnage, maintenance, coûts du capital, etc.) ainsi que des différentes prestations de mesure, allant de la saisie des données de mesure correspondantes à leur fourniture en passant par leur préparation et leur traitement.

⁴ Le Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement utilise le terme «coûts d'approvisionnement» dans une acception plus large, en ajoutant aux coûts de production proprement dits et aux coûts liés aux contrats d'achat à long terme les autres coûts auxquels une entreprise d'approvisionnement en électricité doit faire face pour assurer sa mission d'approvisionnement consistant à fournir de l'énergie au consommateur final (Section 1.1.3 (3) du Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement).

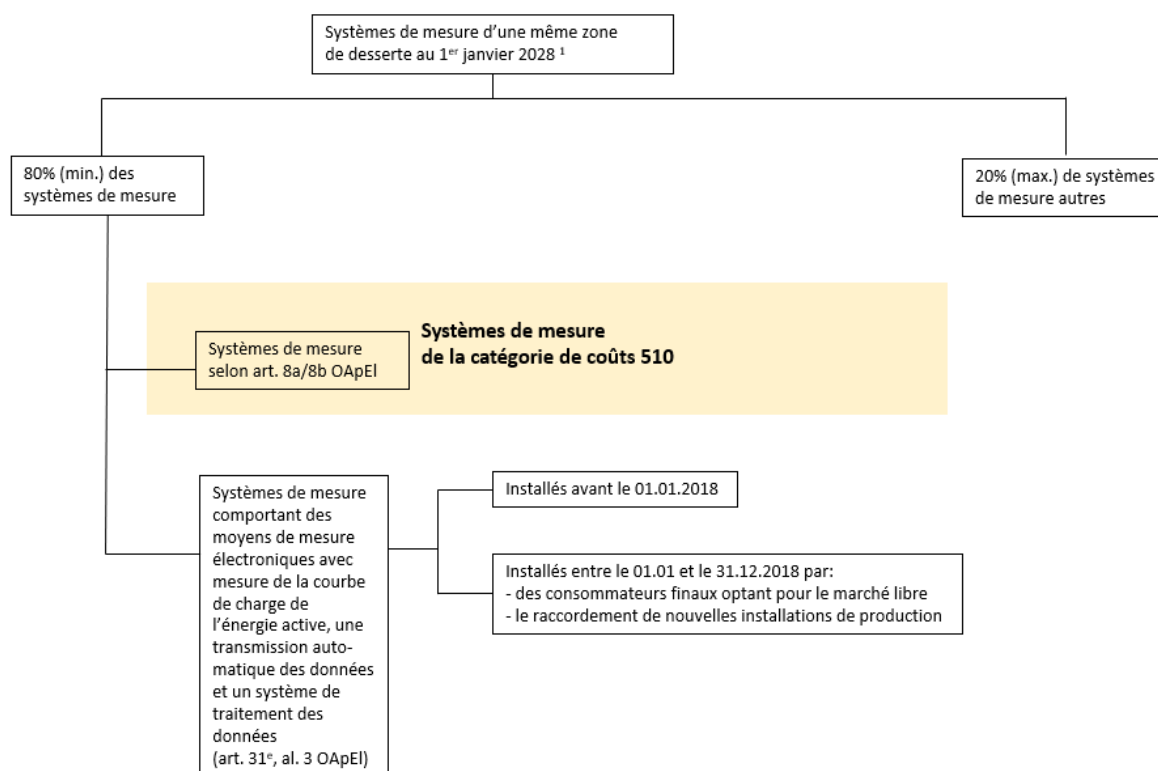
⁵ L'article 52 de la Décision partielle 211-00004 du 17 septembre 2016 contre les Services industriels de la Ville de Lausanne est cependant un peu différent: «Les coûts des pertes actives du réseau imputables doivent donc être déterminés en fonction du coût d'achat moyen effectif de l'énergie. L'EiCom accepte toutefois, la prise en compte de coûts administratifs (coûts de gestion) relatifs à la gestion des pertes actives.»

⁶ L'arrêt correspondant du Tribunal fédéral du 14 juillet 2017 «Vinzens/Gerig gegen Repower AG/EiCom betreffend Wechsel des Messdienstleisters» (2C_1142/2016) n'est pas discuté ici, car les dispositions légales ont changé depuis cet arrêt.

Le système de mesure et d'information forme un processus partiel qui entre dans le cadre de l'ensemble de la procédure de facturation («Meter to Cash»). Il met à disposition des données de mesure qui servent de base pour les prévisions et le décompte. Le système de calcul, la facturation réelle des clients et l'ensemble des coûts du processus de commercialisation, de gestion de clientèle et d'encaissement ainsi que les frais administratifs sont comptabilisés à la position 600.

510 Coûts pour les systèmes de mesure intelligents

Cette catégorie de coûts regroupe les coûts de l'ensemble des systèmes de mesure qui remplissent les exigences des art. 8a et 8b OApEI⁷.



¹ Hors installations de mesure des constructions et ouvrages militaires et certaines exemptions accordées par l'EICOM (cf. art. 8a, al. 3 OApEI).

Figure 3: Systèmes de mesure de la position 510

⁷ Selon l'art. 8a, al. 1 OApEI, les systèmes de mesure intelligents comprennent les éléments suivants:

- a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final ou le producteur qui:
 1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive,
 2. calcule les courbes de charge avec une période de mesure de quinze minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,
 3. dispose d'interfaces, dont une est réservée à la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permet au minimum au consommateur final ou au producteur de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie et de consulter les courbes de charge visées au ch. 2, et
 4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité;
- b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données entre le compteur électrique et le système de traitement des données; et
- c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données.

Selon l'art. 8a, al. 2 OApEI, les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir:

- a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité;
- b. mettre à jour l'élément du logiciel des compteurs électriques visés à l'al. 1 let. A qui n'a pas de répercussions sur les caractéristiques métrologiques;
- c. présenter aux consommateurs finaux et aux producteurs de manière compréhensible leurs données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge;
- d. intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau; et
- e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.

Conformément à l'art. 8b, seuls peuvent être utilisés des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données.

510.1 Amortissements calculés

Amortissements calculés pour les systèmes de mesure correspondant à la description ci-dessus (compteurs, éventuels transformateurs, bornes d'essai, unités de communication, RDC, saisie mobile des données, système de management des données énergétiques pour le réseau en proportion, etc.).

510.2 Intérêts calculés

Intérêts calculés pour les systèmes de mesure correspondant à la description ci-dessus (compteurs, transformateurs universels, bornes d'essai, unités de communication, RDC, saisie mobile des données, relevé des compteurs à distance, part du système de gestion des données énergétiques utilisée pour le réseau, etc.).

510.3 Autres coûts

Autres coûts:

- Logistique liée aux compteurs (acquisition, stockage, installation, étalonnage, contrôle périodique des compteurs, maintenance, gestion du stock, etc.), gestion des compteurs et des installations de mesure (gestion des données fixes)
- Relevé et transmission des données (p. ex. saisie mobile des données)
- Coûts d'exploitation du dispositif de télérelevé (RDC) et coûts de transmission des données
- Coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (quote-part des coûts du réseau EDM) pour la mise à disposition, l'archivage et la fourniture des données
- Coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (quote-part des coûts du réseau EDM) pour les processus de changement, validation des données et établissement des valeurs de substitution
- Coûts de communication
- Coûts relatifs aux locaux, à l'informatique, aux véhicules, etc.

520 Coûts pour les autres systèmes de mesure et d'information

Dans cette catégorie sont saisis les coûts des systèmes de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts correspondants du système d'information. En font aussi partie les mesures liées à l'exploitation entre les points de livraison des GRD.

520.1 Amortissements calculés

Amortissements calculés du système de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts correspondants du système d'information.

Les amortissements exceptionnels requis pour le démontage d'installations de mesure non encore pleinement amorties et qui ne répondent pas aux exigences de l'art. 8a OApEI (art. 31^e, al. 5 OApEI) entrent également dans le cadre des coûts imputables et doivent être comptabilisés ici.

520.2 Intérêts calculés

Intérêts calculés du système de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts correspondants du système d'information.

520.3 Autres coûts

Autres coûts du système de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts correspondants du système d'information.

530 Coûts pour les systèmes de commande et de réglage intelligents

Les systèmes de commande et de réglage intelligents au sens de l'art. 17b LApEI désignent des équipements permettant d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité, notamment afin d'optimiser la consommation propre ou de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau.

En raison des impératifs comptables de séparation des activités, on inscrit sous cette catégorie de coûts, pour les systèmes de commande et de réglage intelligents, les coûts liés à l'exploitation pour le réseau. Les coûts de l'entreprise d'approvisionnement en énergie liés à l'utilisation dans d'autres domaines opérationnels doivent être affectés à la section correspondante.

Doivent également être inscrites ici les indemnités perçues par les consommateurs finaux ou les producteurs pour l'utilisation de tels systèmes au bénéfice du réseau (art. 7, al. 3, let. m OApEI), à condition que celles-ci ne soient pas déjà incluses dans les bénéfices tarifaires.

530.1 Amortissements calculés

Amortissements calculés sur les systèmes de commande et de réglage intelligents.

530.2 Intérêts calculés

Intérêts calculés des systèmes de commande et de réglage intelligents.

530.3 Autres coûts

Ensemble des autres coûts imputables non activés des systèmes de commande et de réglage intelligents.

600 Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux

600.1a Direction, administration

Direction, secrétariat, comptabilité, coûts de recouvrement, contrôle de gestion, service de ressources humaines, service juridique, informatique, coursiers internes, centrales téléphoniques, prorata des coûts des locaux, amortissements et intérêts calculés pour l'infrastructure administrative, frais de chèques 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 annuel, travail de la commission et de l'association, etc. L'énumération n'est pas exhaustive.

De manière générale, il faut tenir compte de la quote-part des coûts concernant le réseau.

600.2 Commercialisation

Tous les coûts de commercialisation liés aux activités de réseau telles que:

- Relations publiques
- Communication
- Information de la clientèle
- Rapport avec les communes de concession (réseau)
- Calcul du prix de l'utilisation du réseau
- Imprimés, etc.
- Enregistrement des données de base de la clientèle et des changements (arrivées et départs, déménagements etc.)
- Service à la clientèle lié au réseau (renseignements au sujet de factures et tarifs, traitement des contestations, conseils, réception des annonces de déménagement, etc.)

- Coût de décompte et facturation, impression, emballage et envoi (y compris les frais de port), part des coûts des installations et programmes informatiques et leur service/entretien de même que prestations de conseil, gestion des contrats (utilisation du réseau et raccordement au réseau, ainsi que conditions générales)
- Part des coûts des locaux

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation

Il existe en principe deux méthodes pour fixer le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation d'un réseau:

1. Détermination sur la base des coûts de l'exercice concerné: le fonds de roulement net est un pourcentage des coûts imputables. Sa valeur peut être déterminée comme suit:
(Coûts imputables dont coûts des réseaux en amont et services-système + stocks) / 365 jours) x période de facturation moyenne en jours.
2. Fonds de roulement – capitaux empruntés à court terme +/- différence de couverture existante: pour cette variante, les valeurs du bilan constituent la base du calcul.

Le Tribunal fédéral recommande de privilégier la première méthode (arrêt du Tribunal fédéral A-5141/2011 du 29 janvier 2013, chapitre 11.3.2).

Lors du calcul du montant du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, il convient de considérer toutes les transactions commerciales, à savoir les risques potentiels. Ainsi, le plan de trésorerie doit prévoir l'éventualité d'un défaut de paiement ou d'une augmentation des coûts à cause d'une catastrophe naturelle. Dans la seconde méthode, il est d'usage de prévoir à ce titre un supplément correspondant (solvabilité).

Le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation ainsi déterminé fait ensuite l'objet d'un calcul d'intérêt au moyen du WACC en vigueur pour l'année tarifaire.

Les intérêts des différences de couverture sont répertoriés séparément.

600.5 Contrôle d'installation (partie souveraine)

Cette catégorie de coûts englobe les coûts d'avis et de surveillance des appels de contrôle, du traitement administratif des documents de sécurité et de la surveillance de l'exécution, de même que des contrôles par sondage ainsi que de la part des coûts de l'infrastructure.

600.6 Autres coûts

Coûts d'administration imputables qui ne sont pas déjà comptabilisés ailleurs.

700 Impôts directs

Il faut inscrire ici l'impôt sur les bénéfices (positions 700.1 et 700.2) et l'impôt sur le capital (position 700.3).

700.1 Impôt sur les bénéfices identiques aux charges

Pour la fixation des prix de l'utilisation du réseau (rapport de l'EICom), les impôts qui peuvent émaner du bilan annuel Réseau ou être répartis entre l'utilisation du réseau et les autres activités sur la base d'EBIT ou du bénéfice de l'exercice peuvent être intégrés dans le calcul préalable sur la base de l'année précédente. Les impôts réels calculés sont ensuite pris en compte dans le calcul rétrospectif (détermination des différences de couverture) avec la même répartition entre l'utilisation du réseau et les autres activités que dans le calcul préalable.

700.2 Impôt sur les bénéfices calculé

En partant de la formule du WACC, il est possible de déterminer la part des impôts calculés en prenant l'hypothèse d'un rapport de financement et d'une prime de risque sur fonds étrangers, sur la base du capital nécessaire au fonctionnement de l'entreprise et du taux moyen d'imposition.

Détermination des impôts calculés

Première étape: Calcul du bénéfice avant intérêts et après impôts (EBI) en multipliant le capital nécessaire au fonctionnement de l'entreprise (bV)⁸ par le WACC.

$$EBI = bV \times WACC$$

Deuxième étape: Calcul du bénéfice net (RG) par soustraction des coûts du fonds étranger avant impôts de l'EBI. On obtient les coûts des fonds étrangers en multipliant les fonds étrangers (FK) par le taux d'intérêt des fonds étrangers (avant impôts) (FK_Taux d'intérêt). Ce dernier résulte du taux d'intérêt sans risque plus une prime de risque pour fonds étrangers.

Les détails de la composition du taux d'intérêt figurent dans la publication annuelle de l'OFEN (Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé).

$$RG = EBI - (FK \times FK_Taux\ d'intérêt)$$

Troisième étape: Calcul du bénéfice avant impôts après intérêts (EBT) en divisant le bénéfice net par 1 moins le taux d'imposition (s). Il faut utiliser le taux moyen individuel à chaque entreprise.

$$EBT = \frac{RG}{(1 - s)}$$

Quatrième étape: Calcul des impôts calculés en multipliant l'EBT par le taux d'imposition.

$$Impôts\ calculés = EBT \times taux\ d'imposition$$

Pour simplifier la procédure, le taux d'imposition moyen des années précédentes peut également être utilisé pour les intérêts calculés.

D'autres méthodes réalistes et compréhensibles peuvent également être utilisées.

700.3 Impôts sur le capital

Les éventuels impôts sur le capital doivent être comptabilisés ici de manière séparée.

750 Prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700

Dissociation des coûts liés aux prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700. Ceux-ci sont inscrits ici en tant que déduction pour éviter une double prise en compte.

Pour les prestations réalisées à prix réduit, il convient d'indiquer ici la différence entre le prix normal de la prestation et le prix réduit; le revenu réalisé grâce au prix réduit doit être comptabilisé à la position 900.

⁸ Voir à ce sujet le point 4.2.5.1.

800 Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques

Les redevances et prestations comprennent, outre le versement de sommes liées à une obligation de droit public, les prestations correspondantes réalisées à titre gratuit ou à prix réduit. Pour les prestations réalisées à prix réduit, il convient d'indiquer ici la différence entre le prix normal de la prestation et le prix réduit.

Les redevances et prestations exigent une base légale suffisante. L'EICom se contente de contrôler s'il existe une base légale et si la redevance ou la prestation a été fixée conformément aux directives légales, sans vérifier les montants de ces redevances et prestations, ou si la base légale est suffisante (Communication de l'EICom «Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques» du 17 février 2011).

Ces redevances et prestations doivent être imputées directement aux unités d'imputation. Les redevances et prestations qui ne sont pas directement attribuables sont traitées au moyen du report des coûts (art. 16, al. 1 OApEI).

800.1 Prestations selon position 750

Comptabilisation séparée des prestations mentionnées à la position 750.

800.2 Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques (canton et commune)

Ici sont comptabilisées l'ensemble des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques perçues au niveau du canton ou de la commune.

C'est ici que sont comptabilisés les droits de concession

Les droits de concession dédommagent l'octroi du droit d'installer sur le sol public des conduites de lignes et de câbles (rémunération de l'usage accru du domaine public). Normalement, l'attribution aux centres de coûts est possible (souvent en % du chiffre d'affaires du domaine de réseau ou par un prix par kWh).

C'est aussi ici que doivent être comptabilisées les autres redevances et prestations perçues au niveau du canton et des communes. C'est par exemple le cas de l'éclairage public sans la contrepartie d'une rémunération couvrant les coûts et d'autres types de prélèvements tels que les prestations appréciables en argent, les contributions au fonds d'épargne énergétique ou d'autres programmes d'aide, à condition que ces coûts n'aient pas été comptabilisés aux positions 100 à 700. C'est aussi le cas de la part des versements de bénéfice des entreprises publiques pour le réseau dépassant les intérêts ordinaires des capitaux propres, à condition qu'elle s'appuie sur un principe légal suffisant. Doivent aussi être inscrites ici les prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit (différence entre le tarif normal et le tarif réduit). Lorsqu'il n'est pas possible de calculer les coûts, il faut procéder à une estimation.

Il ne faut pas comptabiliser dans cette catégorie de coûts les prestations inscrites à la position 750. Celles-ci sont comptabilisées à la position séparée 800.1 à des fins de transparence.

800.3 Supplément au sens de l'art. 35 LEne

Conformément à l'art. 35 LEne, les gestionnaires de réseau se voient prélever un supplément sur la rémunération versée pour l'utilisation du réseau. Ce supplément sert notamment à financer la RPC, la prime d'injection (qui succède à la RPC), les rétributions uniques pour les installations photovoltaïques et la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques. Les gestionnaires de réseau peuvent répercuter ce supplément sur les consommateurs finaux.

900 Autres revenus

900.1 Autres coûts facturés individuellement (art. 7, al. 3, let. j OApEI)

Prestations facturées individuellement qui ne doivent pas être incluses dans la rétribution de l'utilisation du réseau, comme p. ex. l'injection de réserve, les conduites de réserve, les revenus liés à la fourniture de l'éclairage public, qui doit être répertorié dans la position 900.1, dans la mesure où les

coûts sont également inclus dans les positions 100 à 700. S'ajoute à cette liste le solde des raccordements au réseau dans le cas de la méthode des unités d'imputation.

900.2 Autres revenus

Revenus qui ont un effet réducteur dans le cadre du calcul pour l'utilisation du réseau et les coûts et ressources de l'utilisation du réseau qui leur sont attribués, dans la mesure où ces derniers ne sont pas déjà déduits dans les positions 100 à 700. Cela correspondrait par exemple à la location de matériel, aux revenus des travaux d'entretien pour les tiers, aux revenus des prestations facturées en interne, aux bénéfices comptables de l'actif immobilisé du réseau, indemnités d'autoconsommateurs ou de propriétaires d'un regroupement pour les installations qui ne sont plus du tout ou plus que partiellement utilisées (art. 3a, al. 2bis OApEI), aux parts des frais de rappel ou encore aux intérêts de retard.

1000 Dissolution des différences de couverture

Un calcul préalable est effectué pour le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les valeurs prévues, les valeurs d'années précédentes ou une combinaison des deux servent de base à ce calcul. Les coûts prévus correspondent aux coûts planifiés nécessaires à l'exploitation (frais de personnel, charges matérielles et frais généraux ou coûts d'exploitation et de capital), y compris les rétributions à des tiers pour des droits d'utilisation (art. 12, al. 1 OApEI). Les tarifs d'utilisation du réseau sont normalement calculés sur la base de la grille quantitative des volumes des réseaux (énergie, puissance, nombre d'installations) qui est estimée pour la période prévue ou extrapolée.

Dans le cadre du calcul rétrospectif, les coûts réels effectifs sont calculés, sachant qu'il faut utiliser les clés de répartition avec une méthode identique au calcul préalable. Par rapport au calcul préalable, on obtient régulièrement des écarts dans les valeurs réelles, aussi bien pour les coûts que pour la grille quantitative et par conséquent pour les revenus. On entend par différence de couverture l'écart déterminé dans le calcul rétrospectif entre les coûts réels imputables au réseau (coûts réels) et les revenus réels réalisés (revenus réels) au cours d'une année tarifaire. En général, on prend, dans le cadre de la comptabilité analytique, l'année comptable comme période de référence, qui peut différer de l'année civile.

La différence de couverture peut être aussi bien en faveur des clients (couverture positive) que du gestionnaire de réseau (couverture négative). Les couvertures positives doivent être prises en compte dans le calcul préalable dans les périodes tarifaires ultérieures; les couvertures négatives peuvent l'être. Cette prise en compte doit se faire de manière individuelle pour chaque niveau de réseau.

Les différences de couverture sont rémunérées pour la période allant de l'apparition à la prise en compte dans une période tarifaire future au moyen du WACC en vigueur. Conformément à la pratique de l'EiCom (qui a en outre vu son interprétation confirmée par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_1076/2014 du 4 juin 2015 «Swissgrid gegen BKW»), les intérêts du solde de différence de couverture doivent s'appuyer sur le WACC de l'année t+2.

La position 1000 sert à comptabiliser le montant de la différence de couverture qui doit être dissous lors de l'année tarifaire concernée (calcul préalable). Conformément à la pratique de l'EiCom, le montant reporté sous cette position lors du calcul rétrospectif correspond à celui défini lors du calcul préalable.

5. Saisie des coûts (centres de coûts / mandats / projets)

- (1) Les coûts sont imputés à des centres de coûts. Ceux-ci servent à la collecte et à la répercussion des types de coûts. Il convient de distinguer:
- Centres de coûts organisationnels (centres de coûts principaux)
 - Centres de coûts des immobilisations
 - Mandats (désignés par d'autres logiciels comme «projets»)
 - Autres centres de coûts (centres de coûts auxiliaires et d'imputation)

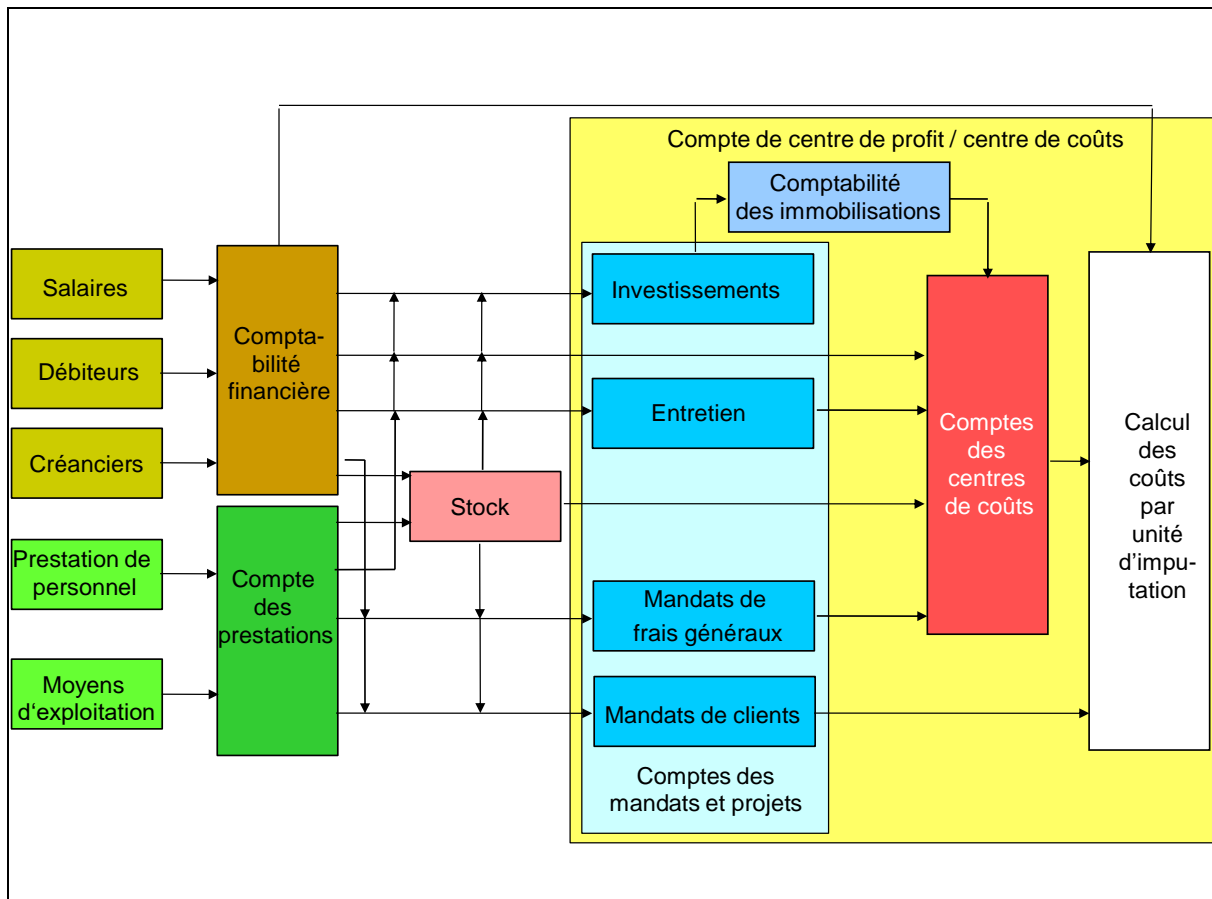


Figure 4: Flux financier dans le domaine des activités de réseau de distribution

5.1 Centres de coûts organisationnels

- (1) Les centres de coûts organisationnels (centres de coûts principaux) sont des unités (avec personnel) fournissant des prestations. Leur articulation se fait en fonction de la structure d'organisation primaire. Leurs coûts sont répercutés sur les mandats (projets) ou les centres de coûts proportionnellement à la sollicitation, par imputation ou par répartition par clé.

5.2 Centres de coûts des immobilisations

- (1) Les coûts relatifs à une période sont imputés aux centres de coûts des immobilisations (centres de coûts d'imputation ou centres de coûts auxiliaires), par exemple les coûts de réseau de chaque niveau de réseau, et attribués aux centres de profit ou aux unités d'imputation selon le principe de causalité. La structure des centres de coûts des immobilisations se réfère principalement à la structure du réseau et aux niveaux de tension. Si dans une entreprise plusieurs rétributions d'utilisation du réseau différentes doivent être introduites en fonction des régions, la comptabilité des immobilisations et les centres de coûts des immobilisations doivent être constitués à partir de ces régions.

5.3 Autres centres de coûts

- (1) Les centres de coûts auxiliaires ne participent qu'indirectement à la création de valeur; les centres de coûts auxiliaires classiques sont les bâtiments, les véhicules, les installations téléphoniques, etc.
- (2) Pour chaque niveau de réseau, il faut établir au moins un centre de coûts auxiliaires que l'on peut subdiviser dans la mesure où les problèmes de pancaking le requièrent. Pour les coûts qui ne sont pas reportés, on peut établir des centres de coûts séparés (voir tableau 2).

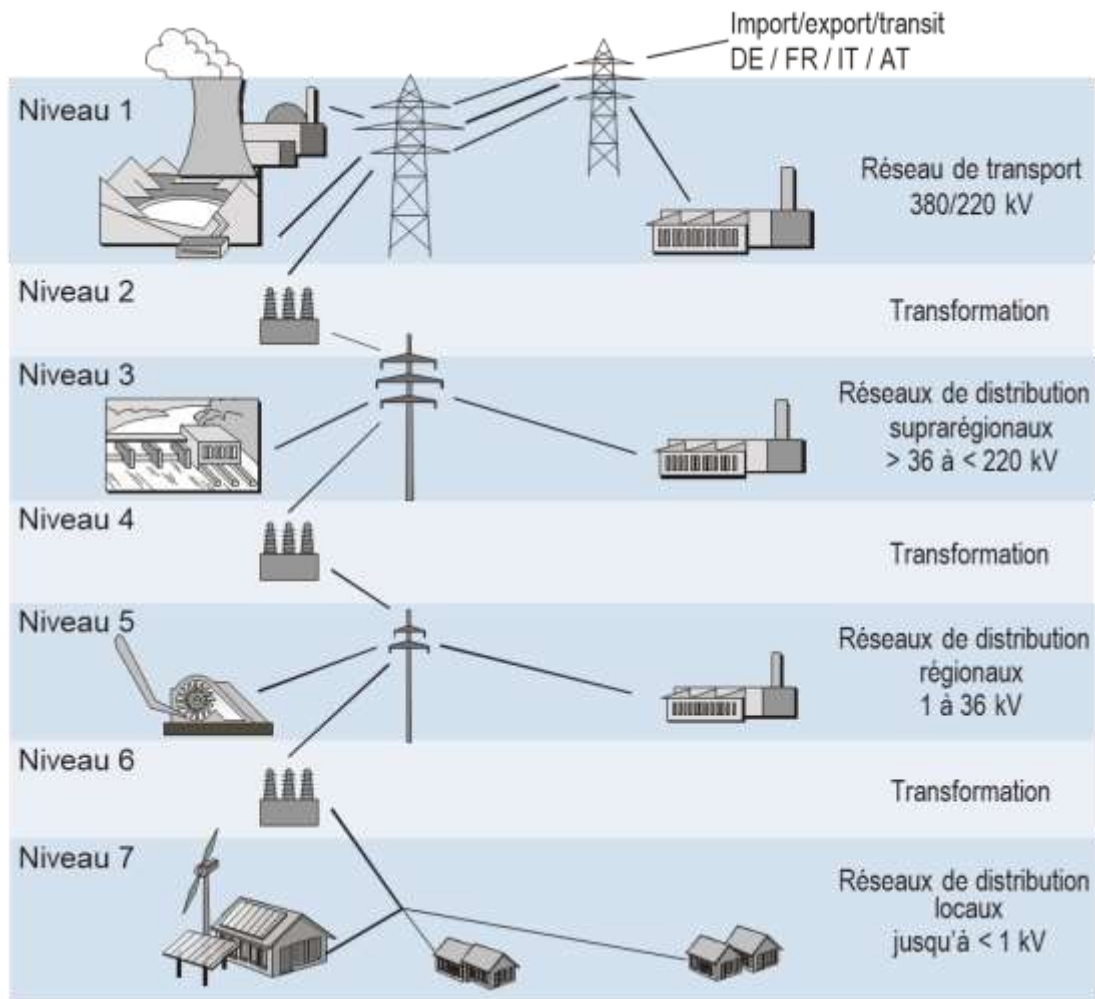


Figure 5: Présentation des différents niveaux de réseau.
À chaque niveau doit correspondre au moins un centre de coûts.

- (3) La délimitation technique / matérielle des éléments de réseau suit le document Modèle d'utilisation du réseau MURD – CH.

5.4 Mandats/projets

- (1) Les mandats/projets sont des collecteurs de coûts rapportés à des périodes et comprennent aussi bien les objets internes (par exemple l'entretien, l'activation) que les prestations de marché (commandes passées par des tiers).

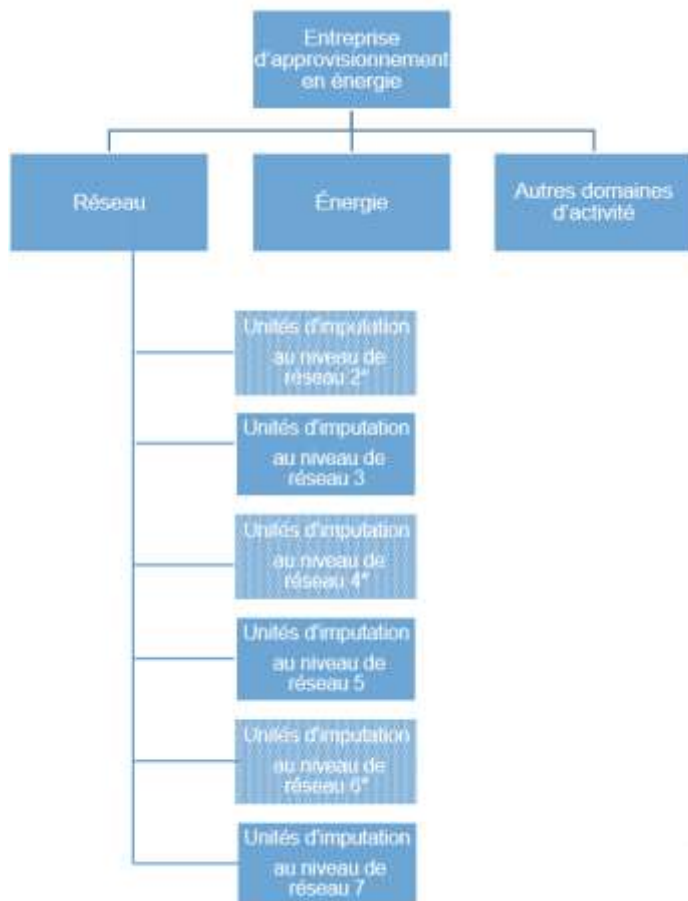
6. Compte des coûts par unité d'imputation

6.1 Introduction

- (1) La structure et les détails du compte des coûts par unité d'imputation dépendent fortement des besoins en information de chaque entreprise individuelle. Le présent chapitre traite ainsi uniquement les facteurs qui relèvent des textes légaux (LApEI, OApEI).

6.2 La structure du compte des coûts par unité d'imputation

- (1) Conformément aux dispositions légales, le compte des coûts par unité d'imputation des gestionnaires de réseau de distribution est à ventiler pour les produits (unités d'imputation primaires) dans les catégories «réseau» et «énergie».
- (2) Conformément à l'art. 12, al. 1 LApEI, la facturation de la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être transparente et comparable. L'art. 16, al. 2 OApEI énonce que la rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser les coûts imputables des unités d'imputation d'un niveau de réseau après report et attribution directe des coûts. Il s'ensuit que chaque niveau de réseau avec consommateurs finaux ou exploitants de réseaux en aval requiert au moins une unité d'imputation indiquant les coûts et les revenus.
- (3) En ce qui concerne une unité d'imputation Producteur pour les coûts de mesure au sein du domaine Réseau, il convient d'attirer l'attention sur le fait que l'art. 8, al. 5 OApEI et la dernière phrase de l'art. 2, al. 3 de l'ancienne OEnE, qui prévoyaient la prise en charge des coûts de mesure notamment par les producteurs, a été supprimé au 1^{er} janvier 2018. De l'avis de l'AES, l'art. 31^e, al. 4 OApEI qui renvoie à l'art. 8, al. 5 OApEI de l'ancien droit pour la prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge pour les producteurs installés avant le 1^{er} janvier 2018 n'est que difficilement praticable et pourrait contredire le principe constitutionnel d'égalité de tous devant la loi (art. 8, al. 1 Cst.). Par ailleurs, le Tribunal fédéral a retenu que la base juridique nécessaire au niveau de la loi pour l'attribution des coûts de mesure du monopole aux producteurs manquait (cf. arrêt du Tribunal fédéral 2C_1142/2016 du 14 juillet 2017, cf. 5.4.4).
L'EICOM est en revanche d'avis que l'art. 8, al. 5 OApEI doit s'appliquer pour les mesures de courbe de charge installées avant le 1^{er} janvier 2018, et qu'il faut imputer les coûts de mesure aux producteurs concernés; sinon, l'EICOM considère les coûts correspondants dans les tarifs de réseau comme non imputables.
- (4) Les structures et besoins spécifiques de l'entreprise concernée sont déterminants pour une ventilation plus détaillée des unités d'imputation.
- (5) Conformément au MURD, l'utilisation du réseau n'est possible qu'aux niveaux 3, 5 et 7. En cas de nouveaux raccordements ou de renouvellement des raccordements existants, les points de raccordement sont déterminés aux niveaux de réseau 3, 5 et 7. Si pour une quelconque raison des clients étaient raccordés à d'autres niveaux, il faudrait indiquer les unités d'imputation supplémentaires nécessaires pour ces niveaux de réseau.
- (6) Pour représenter les résultats des autres activités situés en dehors du domaine régulé, il faut au moins une unité d'imputation indiquant les coûts et les revenus. L'utilité d'une ventilation plus détaillée dépend des prestations offertes par l'entreprise concernée.
- (7) La tenue d'une unité d'imputation nécessite impérativement des revenus qui permettent de couvrir les coûts de l'unité d'imputation. Si le centre de coûts ne comporte pas de clients générant des revenus ou une petite part de revenus permettant de couvrir les coûts, il doit être réparti sur une unité d'imputation (avec clients et revenus). Un niveau de réseau sans clients ni revenus ne peut constituer une unité d'imputation. Les coûts qui ne peuvent faire l'objet du report des coûts (cf. tableau 2) peuvent être répartis uniquement sur une unité d'imputation. Il est donc impossible p. ex. de répartir les frais administratifs des réseaux sur un niveau de réseau sans revenus (pas de clients générant des ventes) ou sur des centres de coûts.



* Si ce niveau de réseau comporte des consommateurs finaux ou des exploitants de réseau tiers en aval

Figure 6: Structure des unités d'imputation minimale dans la domaine Réseaux (il est possible d'avoir plusieurs unités d'imputation par niveau de réseau, notamment s'il existe plusieurs groupes de clients).

6.3 Attribution des coûts

- (1) L'attribution des coûts est régie par le principe de causalité, c'est-à-dire qu'à chaque unité d'imputation sont imputés au prorata les coûts des parties du réseau qui la concernent. À l'attribution des coûts de réseau amassés sur les centres de coûts des immobilisations (centres de coûts auxiliaires) (y compris les services-système des réseaux de distribution) aux unités d'imputation s'applique toujours la procédure du *MURD – CH* (procédure des quantités d'énergie / de la puissance). Les détails des catégories de coûts se trouvent au chapitre 4.3 du présent document. La procédure du report des coûts est décrite dans le *MURD – CH*.
- (2) En principe, les coûts doivent autant que possible être attribués directement aux unités d'imputation (niveaux de réseau). Les coûts indirects sont donc à éviter. Si l'attribution directe n'est pas possible, il faut attribuer les coûts aux différentes unités d'imputation en fonction de clés de répartition transparentes, conformes au principe de causalité et spécifiques à l'entreprise (par des répartitions et des majorations).
- (3) Exemples de clés de répartition:
 - Nombre de factures
 - Chiffre d'affaires (au sein du domaine de réseau)
 - Nombre de compteurs
 - Quantité d'énergie
 - Nombre de clients
 - Nombre d'employés
 - Nombre d'utilisateurs
 - Nombre de raccordements informatiques
 - Nombre de m²
 - Nombre de téléphones

6.4 Calcul des tarifs d'utilisation du réseau

- (1) Les tarifs réels d'utilisation du réseau sont ensuite calculés à partir des frais de réseau déterminés par niveau de réseau. Les bases légales qui régissent le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau sont décrits ci-dessous. Il n'est pas question ici d'évaluer la pertinence ni l'adéquation des dispositions légales relatives à la tarification.
- (2) À partir de l'année tarifaire 2019, les dispositions légales suivantes s'appliquent aux tarifs d'utilisation du réseau.
- (3) Conformément à l'art. 14, al. 2 LApEI, les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent être versées par les consommateurs finaux pour chaque point de prélèvement et présenter notamment, conformément à l'art. 14, al. 3 LApEI, des structures simples, se baser sur le profil de soutirage, refléter les coûts induits par les consommateurs finaux et répondre aux objectifs d'efficacité de l'infrastructure réseau et de la consommation d'électricité.
- (4) Les tarifs au sein du groupe de clients d'un niveau de tension doivent être uniformes (art. 14, al. 3, let. c LApEI).
- (5) Pour chaque niveau de réseau, l'on constitue des groupes de clients qui présentent un profil de soutirage similaire conformément à l'art. 18, al. 2 OApEI. Toutefois, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année disposant d'une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent constituer qu'un seul et même groupe (art. 18, al. 2 OApEI). Cela vaut indépendamment du fait qu'il y ait ou non consommation propre. Si les consommateurs finaux disposant d'une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA et ceux disposant d'une puissance supérieure à 30 kVA présentent un profil de soutirage comparable, l'AES est d'avis qu'il est permis de les classer dans des groupes de clients différents et donc de leur facturer des tarifs différents. Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70% en un tarif de travail (ct./kWh) non dégressif (art. 18, al. 3 OApEI).

- (6) Si la puissance de raccordement n'est pas connue (par ex. bâtiments regroupant plusieurs consommateurs finaux), la limite de consommation supérieure de 50 MWh/an peut servir de critère pratique pour l'affectation à la catégorie «puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA». Si du fait de cette décision le consommateur final vient à se plaindre de son affectation à un groupe de clients, il convient d'examiner la situation au cas par cas.
- (7) Il peut donc y avoir plusieurs groupes de clients au sein d'un même niveau de réseau. Les consommateurs finaux et les réseaux en aval apparaissent également dans des groupes de clients distincts du fait de leurs caractéristiques différentes.
- (8) En raison de la suppression de l'art. 8, al. 5 OApEI, de la détermination des tarifs d'utilisation du réseau en fonction des profils de soutirage et du déploiement à venir des smart meters, il est recommandé de renoncer en principe à une distinction des tarifs d'utilisation du réseau en fonction des coûts de mesure et des types de compteurs. Pour les consommateurs finaux chez qui une mesure de la courbe de charge a été installée avant le 1^{er} janvier 2018 en raison de leur accès au réseau, l'application conforme au sens des deux variantes de la recommandation de la branche Coûts de mesure est autorisée pour la mise en œuvre de l'art. 31e, al. 4 OApEI. D'une part, il est possible de constituer, pour ces consommateurs finaux, un groupe de clients séparé, auquel les coûts de mesure correspondants sont attribués. D'autre part, il est possible de comptabiliser séparément les coûts de mesure à ces consommateurs finaux. Dans cette deuxième variante, toutefois, les coûts de mesure pour les autres consommateurs finaux, calculés au moyen du tarif d'utilisation du réseau, doivent être déduits au prorata pour éviter une double imposition.
- (9) Les gestionnaires de réseau peuvent proposer à leurs consommateurs finaux plusieurs grilles de tarifs d'utilisation du réseau. Les consommateurs finaux pour lesquels une rémunération pour l'utilisation du réseau comprenant au moins 70% de tarif de travail non dégressif peuvent se voir proposer des tarifs d'utilisation du réseau supplémentaires avec une part de tarif de travail plus faible à condition de mettre en place un système de mesure de la puissance (art. 18, al. 4 OApEI).
- (10) Les tarifs d'utilisation du réseau sont fixes pour au moins un an et doivent être publiés chaque fois avant le 31 août au plus tard.
- (11) Concernant le niveau de réseau 7, les prescriptions pour la tarification du réseau sont résumées dans le graphique suivant:



¹ Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 50 MWh se voient proposer pour une puissance de raccordement ≤ 30 kVA un tarif réseau comprenant au moins 70% de tarif de travail dans la mesure où ils appartiennent au même groupe de clients que les autres consommateurs finaux dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 30 kVA – bien que cela ne soit pas mentionné explicitement dans l'ordonnance.

Figure 7: Prescriptions de tarification réseau du niveau de réseau 7