



Référence : 211-00004

Berne, le 15.12.2016

Décision en force suite à l'arrêt
2C_828/2019 du TF du 16 juillet
2020 qui rejette le recours dans
le sens des considérants

DECISION PARTIELLE

de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom)

Composition : Carlo Schmid-Sutter (président), Brigitta Kratz (vice-présidente),
Antonio Taormina (vice-président), Laurianne Altwegg, Anne Christine d'Arcy,
Christian Brunner, Matthias Finger

en l'affaire : **Ville de Lausanne, Services industriels**, Place Chaudron 23, 1003 Lausanne
représentée par M^e Dr. Jürg Borer, Schellenberg Wittmer AG, Löwenstrasse 19,
8021 Zürich

(la destinataire de la décision)

concernant la vérification des coûts et tarifs 2009 et 2010 de la fourniture d'énergie

Table des matières

I	Exposé des faits	3
II	Considérants	6
1	Compétence	6
2	Objet et étendue de la procédure	6
3	Décision partielle	7
4	Parties et droit d'être entendu	7
4.1	Parties.....	7
4.2	Droit d'être entendu	7
5	Remarques préalables	8
5.1	Eléments contrôlés	8
5.2	Conduite de la procédure	8
5.3	Principes applicables au calcul des tarifs.....	8
6	Prise de position de la Surveillance des prix.....	9
7	Vérification des coûts de l'énergie.....	9
7.1	Bases légales	9
7.2	Coûts de l'approvisionnement en énergie	10
7.2.1	Données transmises	10
7.2.2	Coûts de production.....	10
7.2.2.1	Valorisation de la production propre	10
7.2.2.2	Coûts d'exploitation imputables des installations de production	12
7.2.2.3	Coûts de capitaux imputables des installations de production.....	12
7.2.2.4	Coûts de production imputables totaux	14
7.2.3	Coûts d'achat.....	14
7.2.4	Synthèse des coûts de l'approvisionnement en énergie imputables totaux.....	15
7.2.5	Synthèse des coûts de l'approvisionnement en énergie imputables en approvisionnement de base	16
7.3	Coûts de gestion (bénéfice inclus)	17
7.3.1	Détermination des coûts de gestion (bénéfice inclus).....	17
7.3.2	Base de données et méthode.....	17
7.3.3	Détermination des coûts de gestion types (bénéfice inclus)	19
7.3.4	Supplément.....	19
7.3.5	Méthode retenue par l'EICOM	20
7.3.6	Position de la destinataire de la décision	21
7.3.7	Données transmises	22
7.3.8	Coûts de gestion imputables totaux.....	22
7.3.9	Coûts de gestion imputables en approvisionnement de base.....	22
7.3.10	Synthèse des coûts de gestion (bénéfice inclus) imputables en approvisionnement de base	24
7.4	Synthèse des coûts de l'énergie imputables en approvisionnement de base	25
8	Différences de couverture	25
8.1	Bases légales	25
8.2	Différences de couverture de l'énergie en approvisionnement de base	25
9	Emoluments.....	27
III	Dispositif	28
IV	Indication des voies de recours	30

I Exposé des faits

A.

- 1 Par courrier du 12 octobre 2009, le Secrétariat technique de l'EICom (ci-après : ST EICom) a ouvert une procédure d'office de vérification des coûts et tarifs 2009 et 2010 pour l'utilisation du réseau et pour l'énergie (procédure 211-00004 [anc. 957-09-389]), [...] (act. 1).
- 2 Avec courrier du 28 septembre 2010, la qualité de partie à la procédure de la Fédération des coopératives Migros (ci-après : Migros) et de l'AMGV - Association des Membres du Groupement Valdem (ci-après : Valdem) a été reconnue. Avec le même courrier le ST EICom a étendu d'office la procédure aux tarifs 2008 (act. 34).

B.

- 3 Par courrier du 20 octobre 2010, la destinataire de la décision a requis une décision incidente relative à la qualité de partie de Valdem et à la suspension de la procédure d'examen des tarifs (act. 40). Le 23 novembre 2010, elle a également requis une décision incidente relative à la qualité de partie de Migros (act. 52).
- 4 Le 13 mai 2011, la destinataire de la décision a demandé à la Commission fédérale de l'électricité EICom de rendre une décision incidente relative à l'extension de la procédure 211-00004 (anc. 957-09-389) aux tarifs 2008 (act. 64).

C.

- 5 Avec décision incidente du 13 septembre 2011, l'EICom a confirmé l'extension d'office de la vérification à l'année 2008 et a reconnu la qualité de partie à Migros et Valdem (act. 81). Les SIL ont déposé un recours au Tribunal administratif fédéral (TAF) contre cette décision.
- 6 En cours de procédure auprès du TAF, le ST EICom a continué sa vérification des tarifs des années 2009 et 2010 de la destinataire de la décision avec exclusion de Migros et Valdem (act. 82–106). Plus tard, dans l'attente d'un arrêt du TAF, le ST EICom a suspendu la procédure de vérification de première instance avec courrier du 15 mai 2013 (act. 109 ; cf. aussi act. 107, 108, 110 et 111).
- 7 Avec arrêt A-5781/2011 du 7 juin 2013, le TAF a laissée ouverte la question de l'extension de la vérification à l'année 2008. Par contre, il a statué que Migros et Valdem ne peuvent pas être admis comme parties à titre de requérants dans cette procédure de contrôle des tarifs auprès de l'EICom. L'EICom a donné suite à cet arrêt en excluant, par la suite, Migros et Valdem de la procédure (act. 112 et 113). Elle a en même temps repris la procédure de vérification qui avait été suspendue (act. 114).

D.

- 8 En date du 15 juillet 2014, le ST EICom a envoyé son rapport de vérification des tarifs 2008, 2009 et 2010 à la destinataire de la décision (act. 157). Il a fait parvenir, le même jour, une version de son rapport au Surveillant des prix (act. 158).
- 9 Dans sa prise de position du 29 août 2014, le Surveillant des prix a soutenu les modifications du ST EICom et recommandé la suppression de la marge de sécurité contenue dans la règle des 95 francs de l'EICom (act. 165).

E.

- 10 Par courrier du 1^{er} décembre 2014 (act. 171), la destinataire de la décision a transmis à l'EICom sa prise de position, accompagnée d'annexes. Dans sa prise de position la destinataire de la décision a formulé les conclusions suivantes :

«Das Prüfverfahren für die Jahre 2008, 2009 und 2010 sei vorbehaltlos einzustellen;

Eventualiter, im Falle einer Fortsetzung des Prüfverfahrens:

Es seien in jedem Fall die in Annexe A zu dieser Stellungnahme enthaltenen Berichtigungen und Positionen zu berücksichtigen.

Bezüglich des Verfahrens:

Den SIL sei das Recht einzuräumen, ihren Standpunkt im Rahmen einer Anhörung vor der Eidgenössischen Elektrizitätskommission mündlich vorzutragen.»

- 11 Dans sa conclusion subsidiaire, la destinataire de la décision a remis un nouveau calcul des coûts imputables du réseau et de l'énergie. Elle fait notamment valoir de nouveaux coûts de la Ville de Lausanne, une nouvelle valorisation de son réseau de distribution et des coûts de production d'électricité à partir des installations de chauffage à distance (installations exploitées par le service GAZ-CAD).

F.

- 12 Lors de la séance du 12 février 2015 de l'EICom, la destinataire de la décision a été auditionnée dans les locaux de l'EICom à Berne. Un procès-verbal de l'audience a été établi (cf. act. 191).
- 13 En date du 19 février 2015, le ST EICom s'est rendu dans les locaux de la destinataire de la décision pour une séance de travail concernant les coûts transmis dans la prise de position du 1^{er} décembre 2014. Un procès-verbal de la réunion a été établi (cf. act. 187).
- 14 Suite à cette séance, la destinataire de la décision a transmis, dans son courriel du 31 mars 2015, de nouvelles données chiffrées relatives aux coûts du réseau et de l'énergie conformes aux instructions et pratiques de l'EICom, notamment une nouvelle version des comptes de pertes et profits (coûts d'exploitation) et de nouveaux fichiers K (coûts de capitaux) (act. 193). La destinataire de la décision a toutefois contesté plusieurs corrections effectuées dans les documents transmis et maintenu sa position du 1^{er} décembre 2014 (act. 171, annexes A et ss.).

G.

- 15 Avec arrêt A-1107/2013 du 3 juin 2015, le TAF a désavoué la pratique actuelle de l'EICom en matière d'examen des tarifs de l'énergie. Sur requête de l'EICom, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a déposé un recours contre cette décision auprès du Tribunal fédéral (TF). En raison de l'incertitude juridique consécutive, l'EICom a décidé de suspendre la procédure concernant les coûts de l'énergie. La destinataire de la décision en a été informée le 24 août 2015 (act. 197).
- 16 En date du 22 septembre 2015, l'EICom a envoyé à la destinataire de la décision sa décision partielle du 17 septembre 2015 concernant la vérification des tarifs 2008, 2009 et 2010 de l'utilisation du réseau de distribution (act. 199). Elle a fait parvenir, le même jour, une version de sa décision au Surveillant des prix (act. 200). La décision partielle est entrée en force.
- 17 En date du 2 février 2016, le ST EICom s'est rendu dans les locaux de la destinataire de la décision pour une séance de travail concernant le calcul des différences de couverture du réseau et la manière de compléter le tableau des différences de couverture (act. 207 et 208).
- 18 Par courriels des 24 mars 2016 (act. 213) et 5 avril 2016 (act. 214), la destinataire de la décision a communiqué à l'EICom les documents définitifs relatifs aux différences de couverture du réseau. Avec lettre du 6 avril 2016, la procédure de vérification concernant le réseau a été close (act. 215).
- 19 Par arrêt 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, le TF a confirmé la pratique de l'EICom en matière d'examen des tarifs de l'énergie, notamment l'attribution des coûts de l'énergie imputables (méthode basée sur le prix moyen) et le montant des coûts de gestion, bénéfice inclus. Le ST EICom a ensuite repris la procédure de vérification des tarifs de l'énergie de la destinataire de la décision (act. 216).

H.

- 20 En date du 10 octobre 2016, la destinataire de la décision s'est rendue dans les locaux de l'EICom pour obtenir des précisions de la part du ST EICom sur la reprise de la procédure de vérification des tarifs de l'énergie. Elle a rappelé les points litigieux importants subsistant au niveau du calcul des coûts de la production propre, de l'interprétation de l'article 4, alinéa 1, OApEI et du système de différence de couverture [...] (act. 217). La destinataire de la décision et le ST EICom ont renoncé à l'établissement d'un procès-verbal de la séance.
- 21 Dans ses courriels des 7 et 14 novembre 2016, la destinataire de la décision a transmis de nouvelles données chiffrées relatives notamment aux coûts de capitaux des installations de production et au fonds de roulement net de l'énergie (act. 220 et 222). Elle a confirmé les montants des recettes perçues pour l'énergie dans son courriel du 29 novembre 2016 (act. 223).
- 22 L'EICom rend cette décision sur la base des actes de la procédure et des prises de position. Les arguments exposés seront repris pour autant que nécessaire dans les considérants.

II Considérants

1 Compétence

- 23 A teneur de l'article 22, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7), l'EICom surveille le respect de la loi, prend les mesures et rend les décisions nécessaires à l'exécution de la loi et des dispositions d'exécution. Elle est en particulier compétente pour vérifier, d'office ou en cas de litige, les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs de l'électricité (art. 22, al. 2, let. a et b, LApEI). La législation en matière d'approvisionnement en électricité (LApEI et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité du 14 mars 2008 [OApEI ; RS 734.71]), contient plusieurs règles concernant la composition des tarifs et de la rémunération pour l'utilisation du réseau et des tarifs de l'électricité (notamment art. 6, 14 et 15 LApEI et art. 4, 7, et 12–19, OApEI).
- 24 Dans sa prise de position du 1^{er} décembre 2014, la destinataire de la décision fait valoir que ni l'article 4 ni l'article 19, alinéa 2, OApEI reposeraient sur une base légale suffisante et qu'ils ne donneraient pas la compétence à l'EICom d'ordonner la compensation de tarifs prétendument trop élevés par le biais d'une réduction des tarifs futurs. La destinataire de la décision demande donc que la procédure de vérification soit classée (act. 171, ch. marg. 38 et ss.).
- 25 Dans son arrêt 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, le TF confirme implicitement la conformité avec le droit supérieur de l'article 4, alinéa 1, OApEI (consid. 5.2.7). Le TF a également constaté que la méthode appliqué par l'EICom pour la vérification des tarifs de l'énergie ne peut pas être considérée comme inéquitable (consid. 5.2.8).
- 26 En outre, dans son arrêt A-2857/2013 du 21 octobre 2010, le TAF a confirmé la pratique de l'EICom concernant les différences de couverture (notamment le calcul des intérêts théoriques) qui se base sur l'application de l'article 19, alinéa 2, OApEI (cf. Directive de l'EICom 1/2012, disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Directives). Dans ce cadre, le TAF n'a pas mis en discussion la conformité de l'article 19, alinéa 2, OApEI avec le droit supérieur (cf. consid. 5 de l'arrêt). L'arrêt du TAF a été confirmé dans ce point par le TF dans son arrêt 2C_1076/2014 du 4 juin 2015 (consid. 4). Finalement, dans son arrêt A-2222/2012 du 10 mars 2014 le TAF a constaté que le système des différences de couverture est en cohérence avec la LApEI (consid. 8.5.2).
- 27 Sur la base de l'article 22, alinéa 2, lettre b, LApEI en liaison avec l'article 6, alinéa 5 LApEI ainsi que les articles 4 et 19, alinéa 2, OApEI, l'EICom est dès lors compétente pour ordonner la compensation d'éventuels excédents de couverture. De ce fait, la présente procédure de vérification est légitime et la conclusion de la destinataire de la décision de classer la présente vérification des tarifs est rejetée.
- 28 La compétence de l'EICom pour la présente vérification des tarifs de l'électricité est donnée. La procédure est menée d'office.

2 Objet et étendue de la procédure

- 29 La procédure actuelle porte sur la vérification des coûts et tarifs 2009 et 2010 pour la fourniture d'énergie.

30 La procédure de vérification des coûts et tarifs 2009 et 2010 pour l'utilisation du réseau de distribution a été conclue par décision partielle de l'EICom du 17 septembre 2015 (act. 199, entrée en force) et close par courrier du 6 avril 2016 (act. 215). Dans la même décision du 17 septembre 2015, la procédure de vérification des coûts et tarifs pour l'utilisation du réseau et la fourniture d'énergie pour l'année tarifaire 2008 a été close.

3 Décision partielle

31 L'EICom rend une décision partielle portant sur les coûts et tarifs 2009 et 2010 de la fourniture d'énergie de la zone de desserte de la destinataire de la décision.

4 Parties et droit d'être entendu

4.1 Parties

32 Sont parties au sens de l'article 6 de la Loi fédérale du 20 décembre 1968 sur la procédure administrative (PA ; RS 172.021.) les personnes dont les droits ou les obligations pourraient être touchés par la décision à prendre, ainsi que les autres personnes, organisations ou autorités, qui disposent d'un moyen de droit contre la décision. L'article 48, alinéa 1, PA prévoit que quiconque a pris part à la procédure devant l'autorité inférieure ou a été privé de la possibilité de le faire, est spécialement atteint par la décision attaquée, et a un intérêt digne de protection à l'annulation ou à la modification de la décision attaquée a la qualité pour recourir. Ces conditions doivent être remplies cumulativement.

33 Selon l'article 48, alinéa 2, PA, a également qualité pour recourir toute personne, organisation ou autorité qu'une autre loi fédérale autorise à recourir. Par conséquent, ont qualité de partie les personnes dont les droits ou les obligations pourraient être touchées par la décision à prendre.

34 La présente décision partielle porte sur la vérification des coûts imputables de la fourniture de l'énergie de la destinataire de la décision. La destinataire de la décision est dès lors directement touchée dans ses droits et obligations et donc partie au sens de l'article 6 PA.

35 Suite à l'arrêt du TAF A-5781/2011 du 7 juin 2013, les parties tierces ont été exclues de la procédure avec courrier du 16 juillet 2013 (cf. ch. marg. 7). La destinataire de la décision est dès lors la seule partie à la procédure.

4.2 Droit d'être entendu

36 La destinataire de la décision a bénéficié de la faculté de prendre position dans le cadre de la présente procédure (act. 171), et à l'occasion d'une audience auprès de l'EICom le 12 février 2015 (act. 191). Les conclusions de la destinataire de la décision ainsi que les arguments y relatifs ont été pris en compte par l'EICom dans le cadre de l'appréciation matérielle du cas d'espèce. Ainsi, le droit d'être entendu est respecté (art. 29, PA).

5 Remarques préalables

5.1 Éléments contrôlés

- 37 Dans le cadre de sa vérification des tarifs de la destinataire de la décision, l'EICom s'est concentrée sur plusieurs points importants et n'a pas examiné tous les aspects de manière approfondie. De ce fait, on ne saurait conclure que les différentes méthodes de calcul utilisées et les valeurs qui en résultent seront automatiquement acceptées par l'EICom lors d'une vérification approfondie future. Une vérification ultérieure des points non examinés lors de la présente procédure est réservée.
- 38 Dans sa vérification des tarifs de l'énergie, l'EICom a examiné les coûts de l'approvisionnement (production propre et achats) ainsi que les coûts de gestion (bénéfice inclus) de l'énergie de la destinataire de la décision. Les résultats des vérifications du ST EICom sont décrits dans le rapport de vérification du 15 juillet 2014 (act. 157). Le silence de l'EICom sur un point particulier ne signifie pas approbation.
- 39 Dans la présente décision partielle, l'EICom soumet les résultats de son examen et ses motivations concernant les coûts de l'énergie. Elle répond également aux points contestés par la destinataire de la décision concernant les coûts de l'énergie notamment dans sa prise de position du 1^{er} décembre 2014 (act. 171) et dans son courriel du 31 mars 2015 (act. 193).

5.2 Conduite de la procédure

- 40 La maxime inquisitoire s'applique dans la procédure administrative devant des autorités fédérales. Il appartient donc à l'autorité de constater les faits d'office (art. 12 PA). Contrairement à la maxime des débats régissant la procédure civile, c'est à l'autorité qu'il incombe dans la procédure administrative d'établir les faits pertinents et de les constater d'office. Selon la maxime inquisitoire, l'autorité doit procéder aux investigations nécessaires en vue d'établir les faits pertinents (art. 12 PA ; cf. à ce propos la décision de l'EICom 952-09-005 du 11 février 2010, consid. 4, ainsi que l'arrêt du TAF A-1682/2010 du 4 mai 2011, consid. 12 et la décision de l'EICom 957-08-141 du 7 juillet 2011, ch. 46 s. et références citées).
- 41 Il appartient à l'EICom, en tant qu'autorité spécialisée dans un domaine technique, de se prononcer tant sur les questions concernant l'approvisionnement en électricité que sur les questions de nature économique. Pour ce faire, elle dispose comme autorité compétente (« *Fachbehörde* ») d'un véritable pouvoir d'appréciation technique et d'une certaine latitude de jugement pour autant qu'elle mène les investigations nécessaires en vue de la décision de manière correcte et exhaustive (cf. arrêt du TAF A-2607/2009 du 8 juillet 2010, consid. 4 ainsi que l'arrêt du TAF A-2606/2009 du 11 novembre 2010, consid. 4 et l'arrêt du TF 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, consid. 4.5.1 et 4.5.3).

5.3 Principes applicables au calcul des tarifs

- 42 Seuls les coûts effectifs sont considérés comme coûts imputables selon la législation sur l'approvisionnement en électricité. Dans le cadre de son examen des coûts et tarifs, l'EICom s'est donc basée sur les données effectives de la destinataire de la décision. Les tarifs 2009 ont été vérifiés sur la base des données 2009 et les tarifs 2010 ont été vérifiés sur la base des données 2010.

- 43 Enfin, conformément à la Directive de l'ECom 1/2012 du 19 janvier 2012 concernant les différences de couverture des années précédentes (disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Directives > Directives 2012), le calcul des différences de couverture doit être effectué sur la base de données effectives (recettes/produits effectifs et coûts/charges effectifs).

6 Prise de position de la Surveillance des prix

- 44 Conformément à l'article 15 de la loi fédérale concernant la surveillance des prix du 20 décembre 1985 (LSPr ; RS 942.20) et à l'article 3, alinéa 2, du règlement interne du 12 septembre 2007 de la Commission de l'électricité (Règlement interne de l'ECom ; RS 734.74), la Surveillance des prix a, par courrier du 15 juillet 2014, reçu un exemplaire du rapport de vérification du ST ECom (act. 158). Par courrier du 29 août 2014 cette dernière a pris position (act. 165). Dans sa prise de position, la Surveillance des prix soutient les diverses modifications apportées par le ST ECom aux chiffres fournis par la destinataire de la décision.

7 Vérification des coûts de l'énergie

7.1 Bases légales

- 45 Les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs 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 désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables (art. 6, al. 1, LApEI). Sont qualifiés de consommateurs finaux avec approvisionnement de base au sens de l'article 2, alinéa 1, lettre f, OApEI, les consommateurs finaux captifs (ménages et autres consommateurs finaux qui consomment annuellement moins de 100 MWh par site de consommation ; article 6, alinéa 2, LApEI) ainsi que les consommateurs finaux qui renoncent à l'accès au réseau (cf. art. 6, al. 1, LApEI).
- 46 Les tarifs électriques sont subdivisés en l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie et les redevances et prestations aux collectivités publiques (art. 6, al. 3, LApEI). Pour la composante concernant la fourniture d'énergie, le gestionnaire de réseau (GRD) doit tenir une comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2^e phrase, LApEI), ce qui permet aux distributeurs finaux de prouver que les tarifs de l'énergie se fondent sur les coûts effectifs (cf. Office fédéral de l'énergie OFEN, Message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité du 3 décembre 2004, p. 1530). Par ailleurs, le gestionnaire de réseau a l'obligation de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice tiré du libre accès au réseau (art. 6, al. 5, LApEI).
- 47 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (art. 4, al. 1, 1^{ère} phrase, OApEI). Selon le TF, ces deux composantes ne sont pas exhaustives. Dans le cas où la production propre et les contrats d'achat à long terme ne suffisent pas à couvrir le besoin, le gestionnaire du réseau de distribution peut acheter l'énergie via le marché à court terme. Les éventuels avantages de prix dérivants de ces achats doivent être répercutés proportionnellement aussi sur les consommateurs captifs (cf. arrêt du TF 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, consid. 5.2.7).

- 48 A teneur de l'article 19, alinéa 1, OApEI, l'ECom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau en vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité. Elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés (art. 19, al. 2, OApEI). Il découle de ce qui précède que la notion d'efficacité est ainsi ancrée dans la législation sur l'approvisionnement en électricité (cf. également articles 8 et 15, LApEI).
- 49 Selon le TF, la méthode de l'ECom fondée sur l'article 19, alinéa 1, OApEI pour la vérification des coûts de distribution est conforme à la loi (cf. arrêt du TF 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, consid. 6.5). Dans un arrêt précédent également, la pratique de l'ECom dans l'application de l'article 19, alinéa 2, OApEI a été confirmé par le TAF (cf. arrêt partiel du TAF A-2519/2012 du 21 novembre 2013, consid. 5.2 ; cf. également ch. marg. 24 et ss.).
- 50 Au demeurant référence est faite entre autre à la décision de l'ECom 211-00008 du 22 janvier 2015 (consid. 56 et ss. ; décision disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Décisions > Tarifs).
- 51 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie se fonde ainsi sur les coûts de l'approvisionnement en énergie (art. 4, al. 1, OApEI) présentés au chapitre 7.2, auxquels on ajoute les coûts relatifs à la fourniture d'énergie désignés ci-après sous le terme de « coûts de gestion » (cf. chapitre 7.3).

7.2 Coûts de l'approvisionnement en énergie

7.2.1 Données transmises

- 52 Les coûts imputables de l'approvisionnement en énergie se basent principalement sur les documents transmis par la destinataire de la décision dans sa prise de position du 1^{er} décembre 2014 (act. 171) et dans ses courriels des 5 février 2015 (act. 177), 31 mars 2015 (act. 193), 7 novembre 2016 (act. 220) et 14 novembre 2016 (act. 222).
- 53 Suite au rapport de vérification du ST ECom (act. 157), la destinataire de la décision a recalculé de nombreuses données conformément aux principes de l'ECom. Elle conteste toutefois plusieurs méthodes de calcul appliquées par l'ECom (cf. act. 171 et 193).

7.2.2 Coûts de production

7.2.2.1 Valorisation de la production propre

- 54 La production d'électricité de la destinataire de la décision est issue majoritairement de l'usine hydroélectrique de Lavey, mais également des installations de chauffage à distance (CAD), turbines à gaz et à vapeur, centrale chaleur-force, qui sont exploitées par le service du GAZ-CAD.
- 55 Dans le cadre de la procédure, la destinataire de la décision valorise sa production d'énergie pour des montants de [...] francs en 2009 (act. 126, annexe 3) et [...] francs en 2010 (cf. act. 96, annexe 4). Ces prix comprennent une part de bénéfice de plus de [...] pour cent des coûts de production (cf. act. 126, annexe 3 [pour 2009] et act. 96, annexe 4 [pour 2010]).
- 56 Pour vérifier les coûts de production imputables, l'ECom prend en compte, conformément aux prescriptions de la législation sur l'approvisionnement en électricité, les coûts de production au

prix de revient (art. 4, al. 1, OApEI). En effet, selon l'article 6, alinéa 1, LApEI, les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs 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 désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. L'article 4, alinéa 1, OApEI, précise que la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (cf. ch. marg. 45 et ss.).

- 57 Les coûts de production au prix de revient englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capitaux d'une production performante et efficace. Un bénéfice approprié est intégré dans le WACC (production) appliqué aux valeurs résiduelles des installations de production. Basé sur le modèle *cost-plus* donné par la législation sur l'approvisionnement en électricité (art. 6, al. 4, LApEI), le calcul des coûts de production au prix de revient ne doit pas tenir compte d'un bénéfice qui dépasse la part de gain intégrée dans le WACC (production). Les coûts d'exploitation se fondent sur les coûts effectifs des prestations directement liées à l'exploitation, notamment les coûts liés à l'achat d'énergie pour les besoins propres et à l'entretien des installations de production, les coûts de capitaux correspondent aux intérêts et amortissements théoriques calculés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes nécessaires à la production. Cette règle n'autorise pas la prise en compte d'un bénéfice supplémentaire du moins en ce qui concerne les consommateurs en approvisionnement de base.
- 58 Dans sa prise de position du 1^{er} décembre 2014, la destinataire de la décision conteste ce mode de calcul et considère que « la production propre doit être valorisée au prix du marché avec, en sus, un supplément reflétant le surcoût lié à l'obligation de garantir la sécurité de l'approvisionnement » (act. 171, annexe A, p. 11).
- 59 Le prix du marché invoqué par la destinataire de la décision pour évaluer les coûts de la production propre n'est pas défini par cette dernière. Dans le cadre de la procédure, seules les pertes de réseau 2009 avaient été explicitement valorisées [...] (cf. act. 67). La valorisation de la production propre 2009 à [...] francs, soit le prix de vente à l'interne (act. 193, annexe 1.2 PP 2009), montre que les [...] MWh produits par les installations de production sont vendus à [...] cts/kWh. En 2010, avec un prix de vente de [...] francs (act. 193, annexe 1.3 PP 2010) et une production propre de [...] MWh, le prix de production unitaire s'élève à [...] cts/kWh.
- 60 En 2009, la destinataire de la décision a réalisé une marge sur la production propre de [...] francs, soit plus de [...] pour cent du prix de revient (CHF [...] – CHF [...], cf. Tableau 3). En 2010, la marge sur la production propre s'élève à [...] francs, soit également plus de [...] pour cent du prix de revient (CHF [...] – CHF [...], cf. Tableau 3). Compte tenu du principe énoncé ci-dessus (cf. ch. marg. 56 et 57), ces montants ne sont pas acceptables. En effet, une marge appropriée est déjà comprise dans le WACC (production) de 6,09% (cf. décision de l'EICOM 957-08-036 du 16.04.2012, ch. marg. 201 et ss. ; décision disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Décisions > Décisions 2012) appliqué dans les années 2009 et 2010 sur les valeurs résiduelles des installations de production (cf. Tableau 1 et Tableau 2). La prise en compte d'un bénéfice supplémentaire ne correspond donc pas à des coûts de production d'une exploitation efficace. Elle contrevient aux dispositions de l'article 4, alinéa 1, OApEI, ainsi qu'aux principes régissant le calcul des coûts de production définis dans la directive 3/2012 de l'EICOM, qui précise notamment que « les coûts de production imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capitaux d'une production performante et efficace » (cf. www.elcom.admin.ch > Documentation > Directives > Directives 2012 > Directive 3/2012).

7.2.2.2 Coûts d'exploitation imputables des installations de production

- 61 Les coûts d'exploitation imputables totaux déclarés par la destinataire de la décision dans les annexes 1.2 PP 2009 et 1.3 PP 2010 de son courriel du 31 mars 2015 (act. 193) s'élèvent, déduction faite des recettes de la production, à [...] francs en 2009 et à [...] francs en 2010.
- 62 Après un examen sommaire, l'EICom accepte les montants des coûts d'exploitation de la production 2009 et 2010.

7.2.2.3 Coûts de capitaux imputables des installations de production

- 63 Dans son courriel du 14 novembre 2016 (act. 222, annexe 2), la destinataire de la décision présente un nouveau calcul des coûts de capitaux de la centrale de Lavey, résumé dans le Tableau 1 ci-dessous. Les valeurs initiales déclarées proviennent du système SAP de la destinataire de la décision.

Date de référence :	Valeur résiduelle de l'usine de Lavey [CHF]	Intérêts théoriques (6,09%, WACC production) [CHF]	Amortissements théoriques [CHF]	Coûts de capitaux de l'usine de Lavey [CHF]
2009				
2010				

Tableau 1 : Coûts de capitaux de l'usine hydroélectrique de Lavey 2009 et 2010

- 64 La destinataire de la décision n'ayant pas fait valoir, avant sa prise de position du 1^{er} décembre 2014 (act. 171), les coûts de la production d'électricité à partir des installations de chauffage à distance (CAD) exploitées par le service Gaz-CAD, elle corrige cet état de fait et présente dans un dernier document daté 14 novembre 2016 (act. 222, annexe 1), le calcul des coûts de capitaux de la production d'électricité à partir du CAD, résumé dans le Tableau 2 ci-dessous. Ces derniers sont épurés des coûts de démontage par la destinataire de la décision (cf. act. 220, annexe 2 et act. 222, annexe 1).

Date de référence :	Valeur résiduelle des installations de production d'électricité CAD [CHF]	Intérêts théoriques (6,09%, WACC production) [CHF]	Amortissements théoriques [CHF]	Coûts de capitaux des installations de CAD [CHF]
2009				
2010				

Tableau 2 : Coûts de capitaux des installations de production d'électricité à partir du CAD 2009 et 2010

- 65 **Amortissements théoriques des installations de production:** Dans la pratique, la destinataire de la décision amortit les installations de production l'année suivant leur mise en service. A la demande du ST EICom, elle a transmis de nouveaux calculs le 14 novembre 2016 (act. 222, annexe 1 et 2) qui tiennent compte d'un premier amortissement directement l'année de mise en service, correspondant le plus souvent à 50% de l'amortissement annuel usuel l'année de mise en service (lorsque la date exacte de la mise en service n'est pas connue). La destinataire de la décision conteste toutefois la pratique de l'EICom en matière d'amortissement des installations et considère que le premier amortissement doit être pris en compte dans l'année qui suit la mise en service conformément à sa pratique comptable (cf. act. 171, p. 11 et act. 193, p. 8).
- 66 L'EICom a répondu aux arguments produits par la destinataire de la décision sur ce point dans sa décision partielle du 17 septembre 2015 portant sur les coûts et tarifs du réseau pour les an-

nées tarifaires 2009 et 2010. Considérant que l'amortissement linéaire implique un taux d'amortissement constant sur toute la durée de vie des installations, l'EiCom conclut qu'un premier amortissement doit intervenir dans l'année de mise en service des installations (cf. act. 199, décision partielle réseau du 17.09.2015, chap. 7.2.4.2). Cette décision étant entrée en force, le même principe est appliqué en l'espèce.

- 67 En conséquence, les amortissements théoriques des installations de production de [...] francs (CHF [...] + CHF [...]) en 2009 et [...] francs (CHF [...] + CHF [...]) en 2010 déclarés par la destinataire de la décision dans son courriel du 14 novembre 2016 (act. 222, annexes 1 et 2) et présentés dans les Tableau 1 et Tableau 2 ci-dessus sont considérés comme imputables par l'EiCom.
- 68 **Intérêts théoriques des installations de production:** Compte tenu des adaptations des coûts de capitaux transmises le 14 novembre 2016 (act. 222, annexes 1, et 2), la destinataire de la décision fait valoir des intérêts théoriques sur les installations de production de [...] francs (CHF [...] + CHF [...]) en 2009 et [...] francs (CHF [...] + CHF [...]) en 2010. Ces derniers, présentés dans les Tableau 1 et Tableau 2 ci-dessus, sont acceptés par l'EiCom.
- 69 En se basant sur le document de la branche « Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement » (AES, SCCA – CH, édition 2013), la destinataire de la décision fait encore valoir, dans les coûts de la production propre, des intérêts théoriques sur le fonds de roulement net (FRN) (WACC production de 6,09%), calculés sur la base des coûts totaux de la production (cf. Tableau 3) pour des montants de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010, montants qui sont ensuite pris en compte dans les coûts de production imputables totaux (act. 222, annexe 3).
- 70 L'interprétation de la destinataire de la décision du document de la branche (cf. ch. marg. 69) n'est pas conforme à la législation sur l'approvisionnement en électricité, et les montants susmentionnés ne sont par conséquent pas acceptés par l'EiCom. En effet, le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation défini à l'article 13, alinéa 3, lettre a, chiffre 2 OApEI, se rapporte au capital à mettre en œuvre pour couvrir le besoin financier résultant des décalages entre les flux de trésorerie correspondant aux décaissements (dépenses) et aux encaissements (ventes) liés à l'activité du gestionnaire de réseau. Si ce besoin financier existe bien au niveau du secteur réseau, puisque les dépenses engagées par ce secteur sont couvertes de manière différée par l'encaissement des factures des consommateurs finaux (en moyenne tous les [...] jours chez la destinataire de la décision, avec environ [...] factures par an [cf. act. 150]), ce n'est pas le cas du secteur production qui peut encaisser ses factures sans délai auprès du secteur énergie, du fait qu'il s'agit de prestations internes (facturation intra-entreprise).
- 71 L'EiCom autorise la prise en compte d'un intérêt théorique sur le FRN du secteur énergie pour couvrir le besoin financier résultant des décalages des flux de trésorerie liés à l'activité de fourniture d'énergie. Ce dernier est toutefois calculé sur la base des coûts totaux de l'énergie pour l'approvisionnement de base, soit les coûts de production, les coûts d'achat ainsi que les coûts de gestion (bénéfice inclus) auxquels est appliqué le taux de facturation annuel du gestionnaire de réseau. Le montant calculé est ensuite rémunéré au taux de WACC de l'année considérée (cf. ch. marg. 117 et ss.).
- 72 Selon la pratique de l'EiCom, l'intérêt théorique sur le FRN du secteur énergie est pris en compte dans la règle dite des 95 francs (cf. ch. marg. 88 et ss.). En conséquence, l'EiCom ne tient pas compte des intérêts théoriques sur le FRN dans le secteur production et supprime des coûts de la production propre, les montants de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. ch. marg. 69).

73 **Synthèse coûts de capitaux imputables des installations de production:** Compte tenu des indications susmentionnées, notamment de la suppression des intérêts sur le FRN, les coûts de capitaux de la production propre s'élèvent à [...] francs en 2009 (CHF [...] + CHF [...], cf. Tableau 1) et à [...] francs en 2010 (CHF [...] + CHF [...], cf. Tableau 2).

7.2.2.4 Coûts de production imputables totaux

74 Correction faite des intérêts théoriques sur le FRN dans le secteur production de [...] francs en 2009 et de [...] francs en 2010 (act. 222, annexes 1 et 2), les coûts de production imputables totaux 2009 et 2010 déclarés par la destinataire de la décision dans les annexes 1.2 PP 2009 et 1.3 PP 2010 du courriel du 31 mars 2015 (act. 193) sont acceptés par l'EiCom ; ils s'élèvent à [...] francs en 2009 et à [...] francs en 2010 (cf. Tableau 3).

	2009 Montant [CHF]	2010 Montant [CHF]
Coûts d'exploitation de la production imputables		
Coûts de capitaux de la production imputables		
Coûts de production imputables totaux		

Tableau 3 : Coûts de production imputables totaux 2009 et 2010

75 Compte tenu d'une production propre de [...] MWh en 2009 et [...] MWh en 2010 (cf. act. 171, annexe A, p.12), les coûts de production se montent à [...] cts/kWh en 2009 et à [...] cts/kWh en 2010.

7.2.3 Coûts d'achat

76 Selon courriel du 31 mars 2015 (act. 193, annexe 2), la destinataire de la décision fait valoir des coûts d'achat nets d'énergie (déduction faite des ventes et pertes actives de réseau) de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. Tableau 4).

77 Dans son courriel du 14 novembre 2016 (act. 222, annexe 3), la destinataire de la décision fait encore valoir dans les coûts d'achat de l'énergie, en se basant sur le document « Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement » de la branche (AES, SCCA – CH, édition 2013), des intérêts théoriques sur le FRN (WACC production de 6,09%) calculés sur la base des coûts d'achat (déduction faite des pertes actives du réseau), pour des montants de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 ; montants qui sont ensuite pris en compte dans les coûts d'achat imputables totaux.

78 Ces montants ne sont pas acceptés par l'EiCom. Comme précisé aux chiffres marginaux 71 et 72, la méthode de calcul de l'intérêt sur le FRN du secteur énergie de l'EiCom se base sur les coûts totaux de l'énergie (coûts de production, coûts d'achat ainsi que coûts de gestion [bénéfice inclus]) et l'intérêt sur le FRN est pris en compte dans la règle dite des 95 francs. Le besoin financier résultant des décalages entre les flux de trésorerie correspondant aux décaissements (dépenses) et aux encaissements (ventes) liés à l'activité de fourniture d'énergie est ainsi pris en compte et rémunéré, mais ne vient pas grever les coûts d'achat. Ces derniers ne comprennent que les frais d'achat de l'énergie, avec les éventuels frais d'achat externes (cf. guide

d'utilisation du fichier de calcul des coûts [comptabilité analytique] pour le calcul des tarifs 2017, p. 28).

- 79 Les coûts des pertes actives de [...] francs en 2009 et de [...] francs en 2010 déclarés par la destinataire de la décision se basent sur les montants de pertes actives imputés au secteur réseau et pris en compte dans la décision partielle de l'EICOM du 17 septembre 2015 (non compris les coûts de gestion relatifs aux pertes) (act. 199, chap. 7.1.3.1).
- 80 En conséquence, les coûts d'achat imputables présentés dans le Tableau 4 ci-dessous correspondent aux coûts figurant dans le courriel du 31 mars 2015 (act. 193, annexe 2). Ils s'élèvent à [...] francs en 2009 et à [...] francs en 2010. Les intérêts sur le FRN des coûts d'achat ne sont pas pris en compte.

	2009	2010
	Montant [CHF]	Montant [CHF]
Achats d'énergie		
Ventes d'énergie		
Pertes actives		
Coûts d'achat imputables		

Tableau 4 : Coûts d'achat imputables totaux 2009 et 2010

- 81 Compte tenu des achats d'énergie (moins les ventes et les pertes actives) de [...] MWh en 2009 et [...] MWh en 2010 (cf. act. 193, annexe 2), les coûts d'achat se montent à [...] cts/kWh en 2009 et à [...] cts/kWh en 2010.

7.2.4 Synthèse des coûts de l'approvisionnement en énergie imputables totaux

- 82 Comme le montrent les tableaux récapitulatifs ci-après (Tableau 5 et Tableau 6), les coûts d'approvisionnement imputables totaux s'élèvent à [...] francs en 2009 et à [...] francs en 2010 et les coûts d'approvisionnement moyens à [...] cts/kWh en 2009 et à [...] cts/kWh en 2010:

2009	MWh	CHF	ct./kWh
Production			
Achats			
Approvisionnement 2009			

Tableau 5 : Coûts d'approvisionnement imputables totaux 2009

2010	MWh	CHF	ct./kWh
Production			
Achats			
Approvisionnement 2010			

Tableau 6 : Coûts d'approvisionnement imputables totaux 2010

7.2.5 Synthèse des coûts de l'approvisionnement en énergie imputables en approvisionnement de base

- 83 Le gestionnaire de réseau a l'obligation de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice tiré du libre accès au réseau (cf. art. 6, al. 5, LApEI). La méthode développée par l'EiCom sur cette base a été confirmée par le TF dans son arrêt 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, consid. 5.2.8 (cf. aussi chap. 7.1).
- 84 En 2010, la destinataire de la décision a livré [...] MWh d'énergie à ses consommateurs finaux en approvisionnement de base (cf. act.171, annexe A, p.13), ce qui correspond à une part de [...] pour cent de la fourniture totale d'énergie de [...] MWh (après déduction pour les pertes actives). En multipliant la quantité de [...] MWh par le prix de [...] cts/kWh (cf. Tableau 6), il en résulte des coûts imputables de [...] francs en 2010 pour l'approvisionnement de base.
- 85 Du fait que les informations détaillées sur les quantités vendues en 2009 ne sont plus disponibles, la destinataire de la décision applique aux coûts d'approvisionnement totaux 2009 le coefficient basé sur les quantités vendues 2010 pour déterminer la part des coûts d'approvisionnement imputables à l'approvisionnement de base 2009. Ce coefficient, fixé par la destinataire de la décision à [...] pour cent (cf. act. 171, annexe 1, p. 15), est corrigé par l'EiCom à [...] pour cent. En effet, dans les quantités d'énergie « Hors appro base » et « Total », la destinataire de la décision tient compte des pertes actives 2010, or, ces dernières étant valorisées au coût d'achat annuel moyen et non pas au coût moyen d'approvisionnement, elles doivent être déduites des ventes d'énergie hors approvisionnement de base pour ne pas fausser le calcul. Les quantités d'énergie « Hors appro base » et « Total » sont ainsi réduites à [...] MWh et [...] MWh.
- 86 Pour calculer les coûts d'approvisionnement imputables à l'approvisionnement de base en 2009, on applique dans un premier temps le pourcentage de [...] à la quantité totale d'énergie vendue 2009 de [...] MWh (sans les pertes actives), afin de déterminer la part spécifique assignée aux consommateurs finaux en approvisionnement de base (soit [...] MWh). Puis, on multiplie, dans un deuxième temps, ces [...] MWh par le prix moyen 2009 de [...] ct./kWh, ce qui donne des coûts imputables 2009 de [...] francs.
- 87 Compte tenu de ce qui précède (Tableau 5 et Tableau 6), les coûts d'approvisionnement en énergie imputables pour l'approvisionnement de base s'élèvent à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 :

	2009	2010
	[CHF]	[CHF]
Coûts d'approvisionnement (appro base)		

Tableau 7 : Coûts d'approvisionnement en énergie imputables pour l'approvisionnement de base

7.3 Coûts de gestion (bénéfice inclus)

7.3.1 Détermination des coûts de gestion (bénéfice inclus)

- 88 Un gestionnaire de réseau de distribution est en droit de réaliser un bénéfice approprié sur la fourniture d'énergie. Le niveau du bénéfice approprié pour la distribution de l'énergie n'est toutefois pas réglé dans la législation sur l'approvisionnement en électricité. Pour le déterminer, l'EiCom a fait usage de son pouvoir d'appréciation et examiné plusieurs possibilités en se fondant notamment sur un calcul du bénéfice analogue à celui du réseau (cf. également décision de l'EiCom 957-09-094 du 13 décembre 2012 dossier, consid. 6.3, disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Décisions > Tarifs). Une variante simple et évidente consiste à déterminer le bénéfice approprié comme pour le réseau sur la base du calcul des intérêts des actifs immobilisés et du fond de roulement net du domaine de l'énergie (cf. art. 15, LApEI et art. 13, OApEI).
- 89 Le bénéfice approprié du réseau se base selon l'article 13, alinéa 2, OApEI sur le calcul des intérêts annuels des actifs immobilisés et du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation. En conséquence, le niveau du bénéfice approprié pour la distribution de l'énergie doit se baser également sur le calcul des intérêts annuels des actifs immobilisés et du fonds de roulement net. Toutefois, contrairement au réseau, les actifs immobilisés n'ont qu'une faible importance dans le secteur de la fourniture d'énergie, de sorte que la base de calcul, et donc le bénéfice réalisable, sont plutôt restreints.

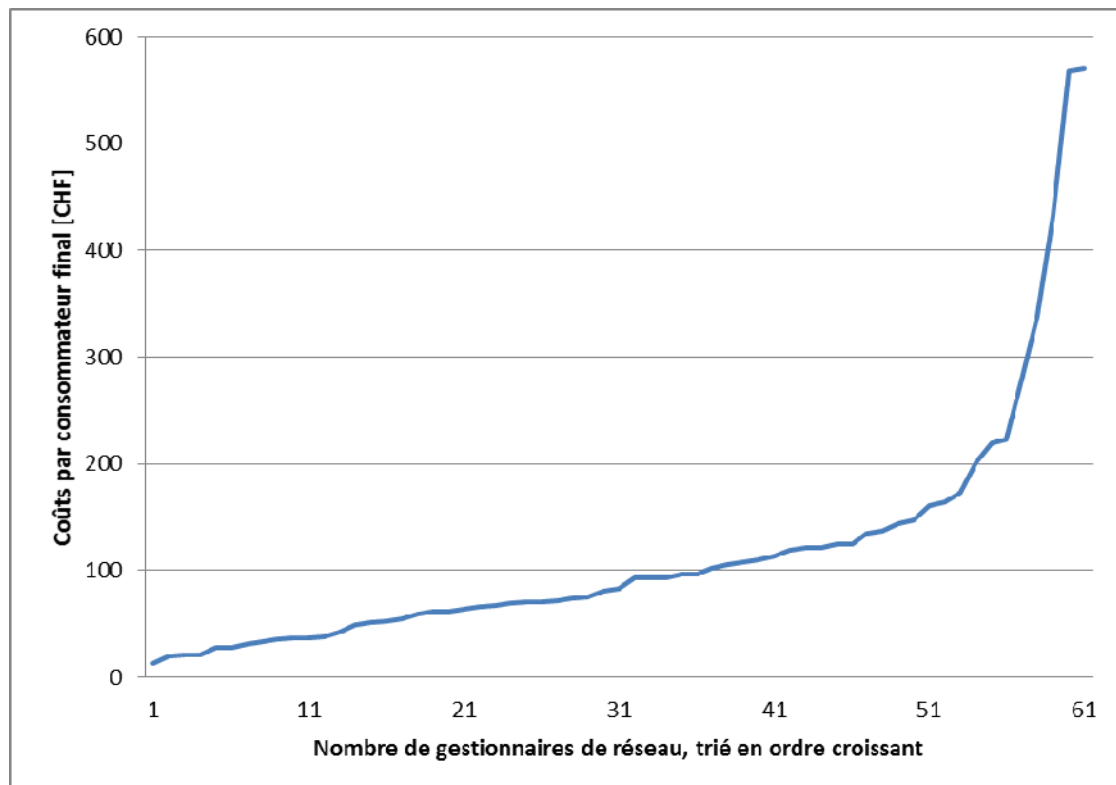
7.3.2 Base de données et méthode

- 90 Conformément à l'article 11, alinéa 1, LApEI, tous les gestionnaires de réseau présentent chaque année à l'EiCom leur comptabilité analytique. Selon l'article 6, alinéa 4, LApEI, ils doivent tenir une comptabilité par unité d'imputation pour la composante concernant la fourniture d'énergie. Sur la base de ces éléments, l'EiCom a construit, dans son fichier de calcul des coûts (comptabilité analytique), un tableau répertoriant les positions de coûts du secteur de l'énergie.
- 91 Les « coûts de gestion, bénéfice inclus » imputables comprennent notamment les activités de facturation et de service à la clientèle, d'autres activités spécifiques aux clients ainsi que le bénéfice résultant de la commercialisation de l'énergie. Du fait que ces coûts dépendent avant tout du nombre de clients, l'EiCom a pris en considération, à des fins de comparaison, les coûts de gestion, bénéfice inclus, par consommateur final, donc par destinataire de facture.
- 92 Etant donné que les données de la comptabilité analytique ont été enregistrées la première fois pour les tarifs 2010 (« comptabilité analytique 2010 »), ce sont ces dernières qui ont été utilisées pour la comparaison.
- 93 Lors du premier relevé pour 2010, seuls les grands gestionnaires de réseau devaient présenter une comptabilité analytique dans sa version complète. Depuis l'année tarifaire 2011, les gestionnaires de réseau de petite et moyenne importance doivent également remplir une comptabilité analytique dans sa version light. Pour déterminer quelle version les entreprises doivent remplir, on se base avant tout sur la quantité d'énergie vendue (MWh). Dans certains cas parti-

culiers, d'autres critères sont examinés. En règle générale, on utilise les termes de grands et petits gestionnaires de réseau.

94 Pour l'année 2010, 61 des 82 grands gestionnaires de réseau qui ont présenté une comptabilité analytique ont répondu aux questions portant sur les coûts de gestion et le bénéfice. Les chiffres fournis par ces 61 gestionnaires de réseau concernant leurs coûts de gestion, bénéfice inclus, évoluaient entre 6 et 570 francs par client final.

95 Le Graphique 1 ci-dessous présente les coûts de gestion, bénéfice inclus, pris en compte par les grands gestionnaires de réseau dans les tarifs 2010. On observe pour les 50 premiers gestionnaires une hausse constante des coûts et du bénéfice jusqu'à un montant de 150 francs par client final. Puis la courbe s'élève rapidement à plus de 550 francs par client final.



Graphique 1: Coûts de gestion, bénéfice inclus, par client final (2010) sur la base des données non apurées des « grands gestionnaires de réseau ».

96 L'EICOM estime que les valeurs inférieures à 20 francs et supérieures à 180 francs ne sont pas plausibles. En effet, une valeur proche de zéro franc est invraisemblable et laisse supposer que les coûts, et donc également les revenus, n'ont pas été répartis de manière appropriée. A l'inverse, la valeur maximale de 570 francs ne peut pas tenir lieu de référence pour des coûts liés à une distribution de l'énergie efficace. C'est pourquoi l'EICOM a écarté de la comparaison les gestionnaires de réseau indiquant des valeurs peu plausibles, inférieures à 20 francs ou supérieures à 180 francs, de sorte que le nombre des gestionnaires de réseau pris en compte a baissé de 61 à 51.

97 Selon la pratique de l'EICOM, la notion de « destinataire de factures » repose sur celle du « site de consommation » d'après l'article 11, alinéa 1, OApEI. Le destinataire de factures est ainsi défini comme étant un consommateur final sur un site de consommation. Le nombre de points

de mesure ne joue aucun rôle (cf. Communication de l'EICoM du 26 février 2015, disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications).

7.3.3 Détermination des coûts de gestion types (bénéfice inclus)

- 98 A partir des valeurs susmentionnées, l'EICoM a calculé une médiane pour déterminer les coûts de gestion types. L'EICoM a sciemment utilisé la médiane des coûts de gestion qui, à la différence de la valeur moyenne, réagit de manière moins sensible aux valeurs extrêmes et reflète donc mieux les coûts et le bénéfice d'un gestionnaire de réseau type. Ainsi, les coûts de gestion du grand gestionnaire de réseau de distribution type (médiane), remplissant la version complète de la comptabilité analytique, se montent à 74 francs par consommateur final.
- 99 L'évolution de cette valeur médiane a été analysée sur plusieurs années tarifaires dans le Tableau 8 ci-dessous. Une première répartition présente les données en fonction de la taille des entreprises (grands GRD - version complète / petits et moyens GRD - version light de la comptabilité analytique). Une seconde répartition présente les coûts de gestion isolés et les coûts de gestion, bénéfice inclus. Chez les grands gestionnaires de réseau, on peut observer que la médiane des coûts de gestion sur la période d'observation augmente légèrement de 54 à 60 francs, alors que la médiane des « coûts de gestion, bénéfice inclus » connaît une hausse constante de 74 à 95 francs. L'augmentation de la médiane s'explique ainsi par l'augmentation du bénéfice. Chez les petits et moyens gestionnaires de réseau, la médiane des coûts de gestion augmente légèrement de 5 francs entre 2011 et 2013 et, en raison d'un bénéfice 2013 en forte hausse, la médiane des « coûts de gestion, bénéfice inclus » passe de 57 à 84 francs. Ainsi, la médiane « coûts de gestion, bénéfice inclus » serait encore plus basse si les petits et moyens gestionnaires de réseau étaient pris en compte dans la comparaison.

	Grands GRD		Petits et moyens GRD		Tous les GRD	
	Coûts	Coûts + bénéfice	Coûts	Coûts + bénéfice	Coûts	Coûts + bénéfice
2010	54	74				
2011	58	83	37	57	39	59
2012	58	89	36	58	38	62
2013	60	95	42	84	44	85

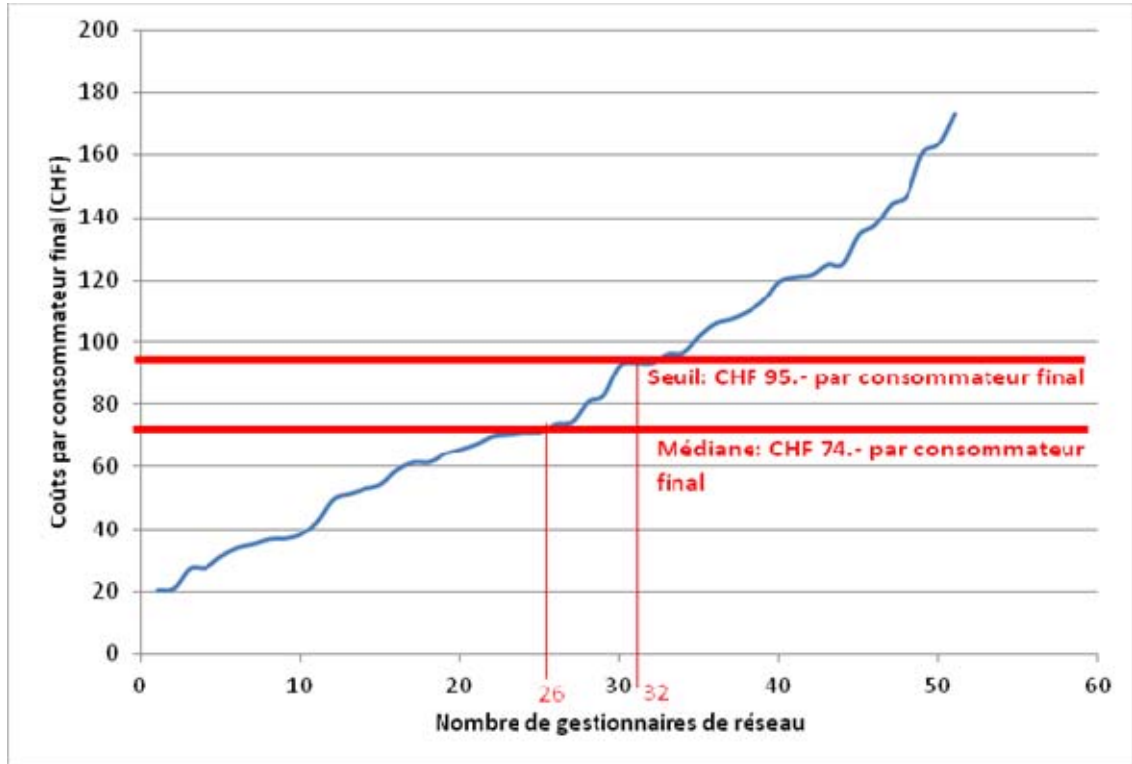
Tableau 8 : Evolution des médianes des « coûts de gestion » ainsi que des « coûts de gestion, bénéfice inclus » des grands GRD, des petits et moyens GRD, puis de tous les GRD pour les années 2010 à 2013

- 100 Compte tenu des données des années suivantes (2011 et 2013), cette analyse montre que la méthode développée par l'EICoM est solide et que les coûts de gestion sur lesquels elle se base sont pratiquement identiques dans les fichiers de « comptabilité analytique ». La comparaison, à l'aide de la médiane des coûts de gestion, bénéfice inclus, montre qu'une limitation aux grands gestionnaires de réseau ne porte pas préjudice aux gestionnaires de réseau dans leur ensemble.

7.3.4 Supplément

- 101 La médiane des coûts de gestion, bénéfice inclus des grands gestionnaires de réseau en 2010 se monte à 74 francs par consommateur final (cf. Tableau 8). Compte tenu de la simplicité relative de la démarche, cette valeur médiane n'a pas été utilisée telle quelle : le seuil employé ci-après comme valeur limite de référence a été relevé de 21 francs au profit des gestionnaires de

réseau de distribution, pour atteindre 95 francs par consommateur final. De la sorte, sur 51 gestionnaires de réseau de distribution examinés, 32 d'entre eux (soit près de deux tiers) atteignent ce seuil ou se situent en-deçà (cf. Graphique 2). Un élargissement de la comparaison à tous les gestionnaires de réseau de distribution (c.-à-d. y compris les petits gestionnaires de réseau), sur la base des données de la comptabilité analytique 2011, montre que 85% des GRD sont en dessous de ce seuil.



Graphique 2: Coûts de gestion, bénéfice inclus par consommateur final des 51 gestionnaires de réseau présentant des données plausibles

7.3.5 Méthode retenue par l'EICoM

102 Sur la base de ces considérations méthodologiques, l'EICoM examine les coûts de gestion, bénéfice inclus comme suit :

- Lorsqu'un gestionnaire de réseau déclare des coûts de gestion, bénéfice inclus, par client final s'élevant au maximum à 95 francs, ceux-ci ne sont pas examinés plus avant, pour des questions de priorité.
- Lorsque les coûts de gestion, bénéfice inclus, dépassent le seuil des 95 francs et que le total des coûts de gestion est inférieur au seuil des 95 francs mais que, bénéfice inclus, ces coûts dépassent ce seuil, la marge bénéficiaire est abaissée de sorte que le montant total (coûts et bénéfice) se monte à 95 francs.
- Lorsque les coûts dépassent le seuil des 95 francs du seul fait des coûts de gestion, le bénéfice est alors calculé par analogie au réseau. Les frais effectifs sont vérifiés et, dans la mesure où ils sont imputables, sont reconnus, pour autant que le total des coûts et du bénéfice soit inférieur à 150 francs.

- Lorsque le total des coûts de gestion, bénéfice inclus dépasse 150 francs même après vérification, la limite supérieure présentée ci-après est dans ce cas appliquée.

- 103 La plupart des grands gestionnaires de réseau examinés couvrent leurs coûts de gestion avec un montant clairement inférieur à 150 francs par consommateur final (cf. Graphique 2). L'EICom part donc de l'idée qu'une entreprise, même si elle n'est pas particulièrement efficace, doit pouvoir couvrir l'ensemble de ses coûts de gestion avec un montant maximal de 150 francs par consommateur final. Lorsqu'on étend l'examen à tous les gestionnaires de réseau (c.-à-d. y c. les petits gestionnaires de réseau qui ne remplissent que la version « light » du fichier de calcul des coûts (comptabilité analytique) ; données du fichier 2011), il s'avère que seuls 2% de tous les gestionnaires de réseau font valoir des coûts de gestion, bénéfice inclus, dépassant 150 francs par consommateur final (non visible sur le Graphique 1).
- 104 Dans une communication du 26 février 2015 sur la règle des 95 francs, l'EICom a précisé la notion de « destinataire de factures » (cf. communication disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications).
- 105 Le TF a confirmé l'admissibilité de la méthode de comparaison d'efficacité des coûts de gestion (bénéfice inclus) imputables maximaux développée par l'EICom et basée sur l'article 19, alinéa 1, OApEI. Il a retenu que la règle dite des 150 francs est conforme à la loi et que l'EICom était autorisée à couper les coûts qui dépassent ce montant (cf. arrêt du TF 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, consid. 6.5).
- 106 L'EICom, ainsi légitimée dans sa pratique de vérification des coûts de gestion (bénéfice inclus), applique à la présente procédure la règle dite des 95 francs, qui constitue un cas particulier de la règle dite des 150 francs.

7.3.6 Position de la destinataire de la décision

- 107 Dans sa prise de position du 1^{er} décembre 2014 (act. 171, p. 20 et 21), la destinataire de la décision conteste la méthode retenue par l'EICom pour vérifier le niveau des coûts de gestion (bénéfice inclus) imputables, considérant que la base légale pour juger du caractère approprié du bénéfice est insuffisante. Elle invoque le fait que la législation sur l'approvisionnement en électricité ne permet pas de mesurer le bénéfice approprié de la commercialisation de l'énergie, ni de le limiter (avec les coûts) à un montant forfaitaire de 95 francs par destinataire de facture. Pour juger du caractère approprié du bénéfice, ainsi que du niveau abusif ou non des tarifs, il faudrait, selon elle, tenir compte de la sécurité de l'approvisionnement, et suivre par conséquent l'approche de la loi sur la Surveillance des prix qui permet de relativiser la notion de prix abusif.
- 108 Lors de l'audience auprès de l'EICom le 12 février 2015 (cf. act. 191, procès-verbal), la destinataire de la décision a également contesté le bien-fondé du critère des 95 francs, mentionnant « qu'il ne tient pas compte des quantités consommées ou de la composition de la clientèle ». Cette dernière estime encore que « ce critère est discriminatoire en terme de bénéfice net admissible entre les différents distributeurs ».
- 109 En s'appuyant sur les principes mentionnés au chapitre 7.3.1 et ss. ci-dessus ainsi que sur la confirmation de la méthode par le TF (cf. ch. marg. 105), l'EICom se conforme à sa pratique de la règle des 95 francs.

7.3.7 Données transmises

- 110 Les coûts de gestion (bénéfice inclus) imputables de l'énergie de la destinataire de la décision se basent principalement sur les documents transmis par la destinataire de la décision dans sa prise de position du 1^{er} décembre 2014 (act. 171) et dans ses courriels des 5 février 2015 (act. 177), 31 mars 2015 (act. 193), 7 novembre 2016 (act. 220) et 14 novembre 2016 (act. 222).
- 111 Suite au rapport de vérification du ST EICom (act. 157), la destinataire de la décision a recalculé de nombreuses données conformément aux principes de l'EICom. Elle conteste toutefois plusieurs méthodes de calcul appliquées par l'EICom (cf. act. 171 et 193).

7.3.8 Coûts de gestion imputables totaux

- 112 Dans le cadre de la procédure de vérification, les coûts de gestion totaux déclarés par la destinataire de la décision s'élevaient à [...] francs en 2009 et à [...] francs en 2010 (cf. act. 157, p. 65 et 67). Compte tenu des coûts de gestion attribués alors à l'approvisionnement de base, soit [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 ([...] % des coûts de gestion totaux, cf. ch. marg. 115), ainsi que du nombre de destinataire de factures en approvisionnement de base de [...] en 2009 et [...] en 2010 (cf. act. 157, p. 69 et 70), un examen détaillé des coûts de gestion était superflu, puisque les coûts par destinataire de facture étaient inférieurs à la valeur limite de référence de 95 francs et représentaient [...] francs par destinataire de factures en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. ch. marg. 102). Seuls ont donc été adaptés dans le rapport de vérification du ST EICom, les coûts de gestion qui résultaient de la correction des clés de répartition détaillées dans la partie réseau dudit rapport (cf. aussi décision partielle du réseau du 17.09.2015 [act. 199]).
- 113 Dans sa prise de position (act. 171, annexe A p.4), la destinataire de la décision déclare des charges supplémentaires de la Ville de Lausanne (prestations de services généraux non facturées) d'un montant de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010. Ces coûts n'ont, dans un premier temps, pas été répartis dans le secteur énergie. Ils l'ont ensuite été dans les annexes 1.2 et 1.3 du courriel de 31 mars 2015 (act. 193), pour être finalement imputés conformément aux corrections de l'EICom (act. 199, ch. marg. 62) à raison de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. act. 220, annexe 1).
- 114 Ainsi, selon le courriel du 31 mars 2015 (act. 193, annexes 1.2 PP 2009 et 1.3 PP 2010), et compte tenu de la correction des coûts de la ville de Lausanne du 7 novembre 2016 (cf. act. 220, annexe 1 et ch. marg. 113), les coûts de gestion imputables totaux de l'énergie déclarés par la destinataire de la décision s'élèvent à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010.

7.3.9 Coûts de gestion imputables en approvisionnement de base

- 115 Pour déterminer la part des coûts de gestion imputables à l'approvisionnement de base, la destinataire de la décision utilise une clé de répartition, mentionnée dans sa prise de position (act. 171, annexe A, p. 14) et calculée à partir des données 2010 (informations 2009 détaillées manquantes), qui présente le ratio de [...] % pour l'approvisionnement de base et [...] % hors approvisionnement de base. Cette clé, déjà acceptée par le ST EICom dans son rapport de vérification (cf. act. 157, p. 67 et ss.), conduit à des coûts de gestion pour l'approvisionnement de base de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010, auxquels il faut ajouter les intérêts théoriques sur le FRN de l'énergie pour l'approvisionnement de base.

	2009	2010
	[CHF]	[CHF]
Coûts de gestion de l'énergie (apro base)		

Tableau 9 : Coûts de gestion de l'énergie imputables pour l'approvisionnement de base

- 116 Avec des coûts de gestion de l'énergie pour l'approvisionnement de base de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. Tableau 9) et un nombre de destinataires de facture en approvisionnement de base de [...] en 2009 et [...] en 2010 (cf. act. 195), les coûts de gestion par destinataire de facture en approvisionnement de base s'élèvent à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010. Ces coûts étant en-dessous de la limite des 95 francs par destinataire de facture, le bénéfice maximum autorisé se limite donc à la différence entre les 95 francs et les coûts de gestion par destinataires de facture. Les explications développées ci-après (cf. chap. 7.3.10), montrent de surcroît que la prise en compte du FRN ne change pas la situation et que les coûts de gestion (bénéfice inclus) sont toujours de 95 francs par destinataire de facture après intégration des intérêts théoriques sur le FRN du secteur énergie selon la méthode de l'EICom.
- 117 **Intérêts théoriques sur le FRN:** Dans son courriel du 14 novembre 2016 (act. 222, annexe 3), la destinataire de la décision fait valoir des intérêts théoriques sur le FRN (WACC production de 6,09%) calculés d'une part sur les coûts d'approvisionnement, soit sur les coûts totaux de la production propre ([...] francs en 2009 et [...] francs en 2010) et sur les coûts totaux d'achat ([...] francs en 2009 et [...] francs en 2010), et d'autre part sur les coûts de gestion de l'énergie ([...] francs en 2009 et [...] francs en 2010). Ces montants sont ensuite ajoutés respectivement aux coûts de la production propre (cf. ch. marg. 68), aux coûts d'achat (cf. ch. marg. 76) et aux coûts de gestion.
- 118 La méthode de calcul des intérêts théoriques sur le FRN du secteur énergie utilisée par la destinataire de la décision n'est pas acceptée par l'EICom. Comme précisé aux chiffres marginaux 71 et 72, la méthode de l'EICom se base sur les coûts totaux de l'énergie pour l'approvisionnement de base (coûts de production, coûts d'achat ainsi que coûts de gestion (bénéfice inclus) et l'intérêt sur le FRN est pris en compte dans la règle dite des 95 francs. De cette manière, le besoin financier résultant des décalages entre les flux de trésorerie liés à l'activité de fourniture d'énergie est pris en compte et rémunéré.
- 119 Contrairement au WACC production de 6,09% utilisé par la destinataire de la décision, le WACC utilisé par l'EICom pour calculer les intérêts théoriques sur le FRN correspond au taux appliqué au FRN du réseau, soit 4,55% pour les deux années sous procédure (act. 199, chap. 7.2.5.5). Le FRN ne saurait en effet être rémunéré de manière différente entre les secteurs réseau et énergie, puisqu'il s'agit du même type de besoin financier lié à l'activité de l'entreprise. Un WACC plus élevé pourrait se justifier en raison d'un risque plus élevé, toutefois on ne voit pas pourquoi il existerait un risque plus élevé sur le FRN de l'énergie que sur celui du réseau et la destinataire de la décision ne l'a pas non plus démontré.
- 120 **Calcul du FRN :** Avec des coûts d'approvisionnement (apro base) de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. Tableau 7) et des coûts de gestion (apro base) de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. Tableau 9), les coûts totaux de l'énergie (apro base) se montent à [...] francs en 2009 et à [...] francs en 2010. Le FRN (qui correspond à [...] % des coûts totaux, cf. décision de l'EICom du 17 septembre 2015 [act. 199], chap. 7.2.5.5) s'élève ainsi à [...] francs pour 2009 et de [...] francs pour 2010. Selon la méthode de calcul de l'EICom, les inté-

rêts théoriques sur le FRN pour l'approvisionnement de base imputables en 2009 et 2010 s'élèvent donc à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. Tableau 10) :

	2009 [CHF]	2010 [CHF]
Coûts d'approvisionnement (apro base)		
Coûts de gestion (apro base)		
TOTAL des coûts de l'énergie (apro base)		
FRN = █████ % du total des coûts		
WACC	4.55%	
Intérêts théoriques du FRN (apro base)		

Tableau 10 : Intérêts théoriques sur le FRN de l'énergie pour l'approvisionnement de base 2009 et 2010

- 121 Avec un nombre de destinataires de facture en approvisionnement de base de [...] en 2009 et [...] en 2010 (cf. act. 195), les intérêts théoriques sur le FRN de l'énergie pour l'approvisionnement de base s'élèvent quant à eux à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. Tableau 10).

7.3.10 Synthèse des coûts de gestion (bénéfice inclus) imputables en approvisionnement de base

- 122 Bien que les coûts de gestion par destinataire de facture en approvisionnement de base de la destinataire de la décision demeurent bien inférieurs à la limite des 95 francs (cf. ch. marg. 116), l'EICOM, pour répondre aux considérations de la destinataire de la décision concernant le calcul des intérêts théoriques sur le FRN (cf. ch. marg. 117), explique ci-dessous sa démarche de prise en compte dans la limite des 95 francs et vérifie lequel des calculs du bénéfice, à savoir la détermination du bénéfice comme différence entre les 95 francs et les coûts de gestion, ou l'évaluation comme pour le réseau basée sur les intérêts des actifs immobilisés de gestion et du fond de roulement net de l'énergie (cf. ch. marg. 88), est le plus avantageux pour la destinataire de la décision.
- 123 La détermination du bénéfice comme différence entre les 95 francs et les coûts de gestion en approvisionnement de base assure un bénéfice par destinataire de facture en approvisionnement de base de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. ch. marg. 116).
- 124 Dans le cas où l'évaluation du bénéfice se fait comme pour le réseau, il faut calculer les intérêts sur les actifs immobilisés de gestion et sur le FRN de l'énergie. Les actifs immobilisés de gestion sont en général de faible importance et la destinataire de la décision n'en a pas déclaré, ainsi, l'évaluation du bénéfice se limite au calcul des intérêts théoriques sur le FRN de l'énergie pour l'approvisionnement de base, soit [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (cf. ch. marg. 121).
- 125 En conclusion, le calcul le plus avantageux pour la destinataire de la décision correspond à la détermination du bénéfice comme différence entre les 95 francs et les coûts de gestion,

puisque les écarts s'élèvent à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 contre [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010, avec l'évaluation comme pour le réseau.

126 Avec des destinataires de facture en approvisionnement de base de [...] en 2009 et [...] en 2010 (cf. act. 195), les coûts de gestion (bénéfice inclus) maximum en approvisionnement de base s'élèvent ainsi à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010.

7.4 Synthèse des coûts de l'énergie imputables en approvisionnement de base

127 Compte tenu des données figurant aux chiffres marginaux 86 et 126, les coûts de l'énergie imputables 2009 et 2010 pour l'approvisionnement de base s'élèvent à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 :

	2009	2010
	[CHF]	[CHF]
Coûts d'approvisionnement (apro base)		
Coûts de gestion (bénéfice inclus) (apro base)		
Coûts de l'énergie (apro base)		

Tableau 11 : Synthèse des coûts de l'énergie imputables pour l'approvisionnement de base 2009 et 2010

8 Différences de couverture

8.1 Bases légales

128 Les gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés doivent être compensés (article 19, alinéa 2, OApEI). De manière analogue, les découverts de couverture peuvent également être compensés les années suivantes.

129 L'EICOM a concrétisé ces critères dans une directive (Directive 1/2012 du 19 janvier 2012 concernant les différences de couverture des années précédentes, disponible sous : www.elcom.admin.ch > Documentation > Directives > Directives 2012). Cette pratique de l'EICOM n'a pas été mise en discussion par les tribunaux (cf. consid. 26).

8.2 Différences de couverture de l'énergie en approvisionnement de base

130 Compte tenu des revenus de l'énergie en approvisionnement de base de [...] francs en 2009 et de [...] francs en 2010 (cf. act. 223) ainsi que des coûts de l'énergie en approvisionnement de base de [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 (Tableau 11), les différences de couverture (excédents) de l'énergie en approvisionnement de base s'élèvent à [...] francs en 2009 et [...] francs en 2010 :

	2009 [CHF]	2010 [CHF]
Revenus de l'énergie (apro base)		
Coûts de l'énergie (apro base)		
Excédent de couverture de l'énergie (apro base)		

Tableau 12 : Excédents de couverture de l'énergie pour l'approvisionnement de base en 2009 et 2010

131 Ces excédents de couverture doivent être remboursés conformément à la Directive 1/2012 de l'ECom.

9 Emoluments

- 132 Pour ses décisions dans les domaines de l'approvisionnement en électricité et de production d'énergie, l'EiCom prélève des émoluments (art. 21, al. 5, LApEI, art. 13a, de l'ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie [Oémol-En ; RS 730.05]). Ces émoluments sont calculés en fonction du temps consacré au dossier et varient suivant la classe de fonction du personnel exécutant de 75 francs à 250 francs l'heure (art. 3, Oémol-En).
- 133 La procédure de vérification portant sur les coûts et tarifs 2009 et 2010 de la fourniture d'énergie de la destinataire de la décision a nécessité un important travail de recherche et d'analyse. La procédure a duré plusieurs années, elle est caractérisée par une grande quantité d'actes et par un échange abondant de correspondance. Un rapport de vérification détaillée a également été rédigé et transmis le 15 juillet 2014 (act. 157).
- 134 Pour la présente décision partielle portant sur les coûts et tarifs 2009 et 2010 de la fourniture l'énergie, l'émolument perçu s'élève à [...] francs, représentant [...] heures de travail facturées au tarif de 250 francs/heure, [...] heures de travail facturées au tarif de 200 francs/heure et [...] heures facturées au tarif de 180 francs/heure.
- 135 Celui qui provoque une décision est tenu de payer l'émolument (art. 1, al. 3, Oémol-En en lien avec l'art. 2, al. 1, de l'ordonnance générale sur les émoluments du 8 septembre 2004 [OGE-mol ; RS 172.041.1]). Or, en l'espèce, la destinataire de la décision, en sa qualité de gestionnaire de réseau, est responsable de fixer les tarifs dans sa zone de desserte (art. 6 LApEI). L'EiCom a corrigé les coûts imputables aux tarifs de l'énergie de l'approvisionnement de base. En conséquence, la destinataire de la décision supporte tous les frais de la procédure de [...] francs.

III Dispositif

Sur la base de ces considérants, l'EiCom prononce :

1. Les coûts d'approvisionnement de l'énergie imputables destinés à l'approvisionnement de base de la Ville de Lausanne, Services industriels s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2009.
2. Les coûts d'approvisionnement de l'énergie imputables destinés à l'approvisionnement de base de la Ville de Lausanne, Services industriels s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2010.
3. Les coûts de gestion (bénéfice inclus) de l'énergie imputables destinés à l'approvisionnement de base de la Ville de Lausanne, Services industriels s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2009.
4. Les coûts de gestion (bénéfice inclus) de l'énergie imputables destinés à l'approvisionnement de base de la Ville de Lausanne, Services industriels s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2010.
5. Les excédents de couverture de l'énergie en approvisionnement de base de la Ville de Lausanne, Services industriels s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2009. Ces derniers devront être remboursés aux consommateurs finaux conformément à la Directive 1/2012 de l'EiCom concernant les différences de couverture.
6. Les excédents de couverture de l'énergie en approvisionnement de base de la Ville de Lausanne, Services industriels s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2010. Ces derniers devront être remboursés aux consommateurs finaux conformément à la Directive 1/2012 de l'EiCom concernant les différences de couverture.
7. La Ville de Lausanne, Services industriels devra informer le Secrétariat technique de l'EiCom du développement des différences de couverture de l'énergie en approvisionnement de base jusqu'au moment où les excédents de couvertures déterminés seront totalement éliminés.
8. Les émoluments pour la présente décision partielle s'élèvent à [...] francs. Ils sont mis à la charge de la Ville de Lausanne, Services industriels. La facture sera envoyée après l'entrée en force de la présente décision.
9. La présente décision est notifiée à la Ville de Lausanne, Services industriels par lettre recommandée.

Berne, le 15.12.2016

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Carlo Schmid-Sutter
Président

Renato Tami
Directeur

Envoi :

à notifier par lettre recommandée à :

- Ville de Lausanne, Services industriels, Place Chaudron 23, 1003 Lausanne ;
représentée par M^e Dr. Jürg Borer, Schellenberg Wittmer AG, Löwenstrasse 19, 8021 Zürich

pour information :

- Surveillance des prix, Einsteinstrasse 2, 3003 Berne

IV Indication des voies de recours

Il peut être formé recours contre la présente décision dans les 30 jours dès la notification. Le recours doit être adressé au Tribunal administratif fédéral, case postale, 9023 St-Gall. Le délai ne court pas :

- a) du 7^e jour avant Pâques au 7^e jour après Pâques inclusivement ;
- b) du 15 juillet au 15 août inclusivement ;
- c) du 18 décembre au 2 janvier inclusivement (art. 23, LApEI, 22a et 50, PA).

Le recours doit indiquer les conclusions, motifs et moyens de preuve et porter la signature du recourant ou de son mandataire. La décision attaquée et les pièces invoquées comme moyens de preuve, lorsqu'elles se trouvent en mains du recourant, sont à joindre au recours (art. 52, al. 1, PA).