



16.035 – CEATE-N Transformation et extension des réseaux électriques, projet 2

Rapport de l'ElCom adressé à la CEATE-N en réponse aux ques- tions transmises par courrier du 6 juin 2017

Par courrier du 6 juin 2017, la CEATE-N a demandé à l'ElCom de prendre position sur le modèle de la CEATE-N qui propose une nouvelle réglementation des tarifs dans l'approvisionnement de base (cf. ci-après ch. 1). Le modèle de la CEATE-N se réfère à l'orientation à long terme de la nouvelle politique énergétique, et met l'accent sur les énergies renouvelables. Il s'agit de tenir compte dans l'approvisionnement de base uniquement des centrales indigènes qui produisent de l'énergie renouvelable indigène ne bénéficiant pas déjà d'un soutien. On évite ainsi que les centrales hydrauliques doivent continuer de vendre leur production à un prix inférieur aux coûts de production, en raison des bas prix pratiqués sur le marché de l'électricité. La CEATE-N s'intéresse particulièrement à la question de savoir comment et sous quelle forme il serait possible de préciser ou de compléter le projet de loi du point de vue du régulateur (cf. ch. 1 et 4), afin de garantir une mise en œuvre contraignante répondant au concept qu'elle présente. L'ElCom est par ailleurs priée de se prononcer sur d'éventuels problèmes de mise en œuvre (cf. ch. 1), plus spécifiquement concernant la dissolution, voire la renégociation éventuelle des contrats de fourniture conclus (cf. ch. 1.2.1). Enfin, la CEATE-N sollicite un soutien en matière d'appréciation des conséquences financières (cf. ch. 2 et 3).

L'ElCom répond ainsi volontiers aux questions qui ont été posées :

1. **Avis sur le modèle de la CEATE-N et problèmes de mise en œuvre**

1.1 **Remarques préliminaires de l'ElCom**

L'ElCom est chargée de mettre en œuvre la LApEl¹. Les explications suivantes portent plus spécifiquement sur la « sécurité de l'approvisionnement » et sur les « tarifs équitables ».

¹ Loi fédérale du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl ; RS 734.7)

Lors de la séance de la CEATE-N du 24 avril 2017, l'EICom a expliqué qu'elle ne voyait pas la nécessité de légiférer pour corriger l'arrêt du Tribunal fédéral en l'affaire CKW et ainsi de réglementer d'une nouvelle façon les tarifs dans l'approvisionnement de base (cf. procès-verbal de la séance de la CEATE-N du 24 avril 2017). Elle maintient son point de vue, notamment pour les motifs suivants :

- Cet arrêt ne concerne qu'une petite partie des gestionnaires de réseau. Des montants substantiels sont en jeu chez seulement six gestionnaires de réseau dont l'existence n'est pas mise en danger par la méthode basée sur le prix moyen. L'EICom est en contact avec ces gestionnaires de réseau.
- Cet arrêt ne concerne que des gestionnaires de réseau de distribution comprenant des consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, et non pas Axpo et Alpiq.
- L'abrogation de l'art. 6, al. 5 LApEI accentue la distorsion liée à la libéralisation partielle du marché. Elle pénalise en effet les gestionnaires de réseau de distribution qui ont respecté la loi.
- La méthode basée sur le prix moyen n'entraîne généralement pas de contre-incitations à l'investissement.
- Avec la prime de marché au sens des art. 30 s. nLEne² et la possibilité de comptabiliser les coûts de production dans l'approvisionnement de base, il existe déjà une solution transitoire pour la force hydraulique. On a ainsi gagné du temps, afin de poursuivre le débat sur la suite de l'encouragement des énergies renouvelables dans le contexte de la structure du marché de l'énergie.
- Du point de vue de l'EICom, il y a lieu notamment de tenir compte de la délimitation entre les mesures liées au problème de « *missing money* », d'une part, et les mesures pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, d'autre part. Dans la perspective du problème de « *missing money* », il n'est pas nécessaire de modifier la loi en raison de la situation financière des entreprises suisses d'approvisionnement en électricité (cf. ch. 2 et 3). Bien plus, et comme nous le démontrerons, le modèle de la CEATE-N peut même menacer la sécurité de l'approvisionnement (cf. ch. 1.2.1).

Enfin l'EICom se permet de signaler que, de son point de vue et au vu des effets sur un grand nombre d'acteurs ainsi que des interdépendances qui les accompagnent, il faudrait procéder à une consultation (art. 3, al. 1, let. b LCo³).

1.2 Art. 6, al. 1 complété

1.2.1 Fourniture physique

L'intitulé de l'art. 6, al 1 complété souligne qu'il faut se baser sur un modèle dans lequel l'électricité fournie par des centrales indigènes qui produisent de l'énergie renouvelable sans mesures de soutien ou d'encouragement légales, doit être livrée physiquement aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base. Dans ces conditions, les gestionnaires de réseau de distribution devraient acheter la quantité d'énergie d'origine hydraulique et indigène nécessaire pour approvisionner les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, au cas où ils ne disposent pas eux-mêmes de leur propre production répondant à ces critères dans le volume correspondant.

Dans un réseau maillé, la réalisation d'un tel modèle ne peut concrètement pas intervenir physiquement entre la production et la consommation, à tout le moins du point de vue du bilan. Toutefois une mise en œuvre assez proche d'une fourniture physique pourrait avoir lieu par le biais d'une production et d'une consommation simultanées comme exigences pour l'approvisionnement de base. L'interprétation de cette simultanéité pourrait aller du quart d'heure à une journée, voire à un mois ou même une année. Ci-après une simultanéité nécessaire de la production et de la consommation durant une heure est appliquée afin

² Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0).

³ Loi fédérale du 18 mars 2005 sur la procédure de consultation (Loi sur la consultation, LCo ; RS 172.061)

que l'intention de livraison avec du courant indigène issu de centrales hydroélectriques soit prise en compte.

Un tel modèle peut menacer la sécurité de l'approvisionnement :

- Il n'est plus possible de recourir dans l'approvisionnement de base à du courant provenant d'installations étrangères ou produit par des centrales conventionnelles (non renouvelables). Si à certaines heures, il y a trop peu d'électricité d'origine renouvelable, indigène et ne bénéficiant pas de soutien, les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ne peuvent plus être fournis avec suffisamment d'électricité. Il serait alors nécessaire de prévoir un complément qui définit comment combler une telle lacune.
- Il n'est pas exclu que les prix sur le marché de l'électricité augmentent de nouveau à l'avenir et deviennent plus intéressants que les prix régulés dans l'approvisionnement de base. L'art. 6, al. 1 s'adresse aux gestionnaires de réseau de distribution et ne comprend aucune obligation de fourniture pour les producteurs. Ceux-ci vendront donc leur électricité là où ils peuvent en obtenir le meilleur prix. Dans la version de la CEATE-N, l'art. 6, al. 1 devrait donc au moins être complété par une clause disposant que soit les producteurs seront directement obligés, soit l'obligation faite aux gestionnaires de réseau ne s'applique que si de l'électricité de qualité correspondante et à un prix équitable est disponible. Le caractère équitable des prix devrait être défini séparément.
- Swissgrid a besoin d'énergie de réglage pour compenser la différence entre la production et la consommation d'électricité et conserver ainsi la fréquence des 50 Hertz ; cette électricité est à 90 % environ d'origine hydraulique. Dans le modèle proposé, les gestionnaires de réseau de distribution devraient utiliser l'électricité produite par la force hydraulique avant tout dans l'approvisionnement de base, si bien qu'il pourrait en résulter des congestions sur le marché de l'énergie de réglage, notamment en hiver. Le marché suisse de l'énergie de réglage, qui fonctionne actuellement bien, devrait être davantage régulé. De surcroît, la participation à des plateformes internationales de commercialisation pour la production hautement flexible ne serait quasiment plus possible.
- La gestion optimisée des unités de stockage est partiellement remise en question, voire même rendue impossible. Dans la mesure où les exploitants de centrales sont parallèlement des gestionnaires de réseau de distribution, ils ne sont plus en mesure de tirer profit des options disponibles et doivent au contraire injecter l'énergie dans l'approvisionnement de base pour autant qu'elle n'ait pas bénéficié d'un soutien, et ce, dans les phases de bas prix également. Il se pourrait donc que les lacs d'accumulation soient déjà vidés durant l'hiver pour disposer d'énergie d'approvisionnement, ce qui est défavorable pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse.
- La situation économique des centrales nucléaires se dégrade et l'on ne saurait recourir à ces centrales pour l'approvisionnement de base. Avec une mise hors service des centrales nucléaires pour des questions économiques, les risques à l'importation augmentent encore.
- La force hydraulique suisse n'est plus disponible que de manière limitée pour dépanner l'étranger en cas d'urgence. Les pays voisins ont dès lors besoin eux-mêmes de plus grandes marges de réserve. De la sorte, la capacité d'exportation vers les pays voisins est limitée et influence en retour négativement la disponibilité des pays voisins à aider la Suisse.

Éventuels problèmes de mise en œuvre :

- S'il s'agit de garantir la précision horaire de la qualité du courant suisse d'origine renouvelable avant l'injection dans l'approvisionnement de base, il faut disposer, du point de vue opérationnel, d'un système de traçabilité jouant le rôle de programme prévisionnel et garantissant un haut degré de précision. Un tel système n'existe pas encore en Suisse : des garanties d'origine peuvent être établies pour un mois, un trimestre ou une année (art. 2, al. 2, OAO⁴).
- La production escomptée moyenne issue de la force hydraulique correspond à 36,6 TWh dans les années 2016 - 2020 selon le tableau 34 de la statistique suisse de l'électricité et les quantités planifiées annoncées pour la consommation d'électricité dans l'approvisionnement de base se montent à

⁴ Ordonnance du DETEC du 24 novembre 2016 sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité (OAO ; RS 730.010.1)

32,6 TWh en 2017. Si la proportion d'électricité renouvelable, provenant de centrales indigènes non soutenues, dépasse la demande, le modèle de la CEATE-N doit en plus détailler le mode de répartition de la production pour la consommation : en fonction du prix (le meilleur marché d'abord), en fonction du volume (le plus petit en priorité), en fonction de la proximité géographique (proximité primordiale), ou sur la base d'autres critères de répartition. La mise en œuvre de tels critères représente une nouvelle tâche pour le secteur de l'électricité.

- Le modèle de la CEATE-N semble partir du principe que l'obligation de fourniture peut être remplie avec des garanties d'origine : ainsi, en plus de la fourniture physique d'énergie, les certificats d'origine issus de la production hydroélectrique sont également transmis aux consommateurs finaux. L'offre dépasse la demande durant le semestre d'été. Partant la vente des garanties d'origine ne représente qu'une plus-value limitée. Durant le semestre d'hiver, la demande dépasse l'offre. En raison de l'obligation de fourniture, il n'en résulte aucun équilibre du marché et des prix contrôlés seraient nécessaires.
- Avec la formulation « sans mesures légales de soutien ou d'encouragement », tous les versements conformément aux chapitres 4 à 6 nLEne seraient visés, donc également la prime de marché et les contributions d'investissement et dans tous les cas d'autres mesures de soutien ou d'encouragement relevant du droit cantonal. On ne sait par exemple pas dans quelle mesure l'abaissement des redevances hydrauliques dans le canton de Berne représenterait une telle mesure de soutien ou d'encouragement. Pour des installations qui reçoivent une contribution d'investissement (p. ex. rétribution unique pour les installations photovoltaïques), le gestionnaire de réseau de distribution est contraint, dans le cadre des limites définies à l'art. 15, al. 1, LEn⁵, de reprendre l'électricité produite mais sans pouvoir la transmettre à ses consommateurs finaux captifs. Pour les mêmes raisons, d'autres gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas non plus lui racheter cette électricité. Pour le gestionnaire de réseau de distribution, il en découle des charges de réalisation plus élevées et selon les circonstances des frais non couverts : qui reprendra finalement véritablement le courant d'origine renouvelable et bénéficiant d'un soutien ?
- En cas de commercialisation directe conformément à l'art. 21 nLEne, il en résultera pour le producteur une situation telle que presque aucun gestionnaire de réseau de distribution ne voudra reprendre son énergie, étant donné qu'il ne pourra pas la revendre à ses consommateurs finaux captifs.

Remarques juridiques concernant notamment les contrats de fourniture :

- Une partie des gestionnaires de réseau de distribution fait l'acquisition de l'énergie relevant de l'approvisionnement de base jusqu'à une année à l'avance. Chez ces gestionnaires de réseau, des problèmes de mise en œuvre concernant des contrats de livraison conclus peuvent être limités avec une disposition transitoire. Quelques gestionnaires de réseau de distribution ont cependant conclu des contrats d'acquisition courant sur plusieurs années afin de remplir leur obligation de fourniture dans l'approvisionnement de base. S'ils ont acheté de l'électricité qui, selon le modèle de la CEATE-N ne peut plus être injectée dans l'approvisionnement de base, ils doivent trouver d'autres possibilités d'utilisation. Le principe du respect des contrats prévaut. Il faut à chaque fois vérifier à l'aide du contrat s'il existe des possibilités de résiliation ou si celui-ci n'est pas valable. Partant, l'EICom ne peut pas prendre globalement position concernant la question de savoir dans quelle mesure des contrats doivent être résiliés ou renégociés. Elle peut simplement signaler qu'il en résultera une insécurité juridique.
- Il n'est pas exclu que les gestionnaires de réseau de distribution concernés déposent des demandes en indemnisation à la Confédération (p. ex. à titre d'expropriation matérielle ou de protection du droit au respect des promesses) lorsque, en raison de la nouvelle législation, ils ne peuvent plus écouler l'électricité acquise.
- Il faut par ailleurs noter que le modèle de la CEATE-N porte atteinte à la liberté économique des gestionnaires de réseau de distribution, étant donné que certaines technologies et l'électricité en provenance de l'étranger ne pourraient plus être utilisées dans l'approvisionnement de base. Pour

⁵ Loi du 26 septembre 1998 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0).

garantir cette liberté, cela pourrait conduire à l'externalisation de la production d'entreprises d'approvisionnement en électricité disposant de réseaux de distribution et jusqu'à présent intégrées. Il faut également tenir compte des dispositions du droit de l'OMC et du droit commercial international (détails à ce propos, pp. 19 ss dans le Rapport relatif aux propositions de la CEATE-N concernant les art. 6 et 15, al. 2 LApEI [ci-après rapport de l'OFEN] publié par l'Office fédéral de l'énergie en mars 2017).

- Le modèle de la CEATE-N adapte uniquement l'art. 6 et pas du tout l'art. 7 LApEI. Il faut donc admettre qu'il sera supprimé avec la libéralisation totale du marché (art. 34, al. 3, LApEI).

1.2.2 Mise en œuvre financière

Outre l'interprétation physique précédente, une approche purement financière serait aussi envisageable. Plusieurs possibilités existent à ce propos. On envisage ainsi un fonds qui serait alimenté par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et réparti entre les producteurs d'électricité renouvelable disposant de centrales en Suisse sans bénéficier de mesures de soutien ou d'encouragement prévues. Ce fonds pourrait être administré de manière centralisée ou non.

Si les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base supportent tous les coûts non couverts des producteurs d'énergies renouvelables, indépendamment du fait que la quantité consommée totale est inférieure à la quantité produite totale, il s'agit alors d'une mesure à caractère purement fiscal. L'OFEN a d'emblée clairement souligné cette réflexion basée sur le droit constitutionnel dans son rapport adressé à la CEATE-N en mars 2017 (pp. 17 ss).

Les principes du modèle de soutien devraient être ancrés au niveau de la loi (cf. détail dans le rapport de l'OFEN, pp. 17 ss). Pour que l'EICOM puisse faire des propositions pour compléter les dispositions, il faudrait auparavant connaître les détails du modèle de soutien (notamment interprétation physique et financière, forme d'un modèle financier).

1.3 Nouvel art. 6, al. 1^{bis}

Concernant les principes qu'il s'agit de respecter en matière de délégation légale, nous vous renvoyons au rapport de l'OFEN adressé à la CEATE-N en mars 2017 (pp. 17 ss). L'EICOM estime que le nouvel alinéa ne répond pas à ces principes vu que la norme de délégation est trop floue. Les détails du modèle de soutien n'existent pas non plus pour l'instant. Le communiqué de presse de la CEATE-N du 25 avril 2017 indique que la CEATE-N aimerait garantir que les tarifs appliqués aux consommateurs captifs soient équitables et qu'ils se fondent sur les coûts de production d'une exploitation efficace. Selon les circonstances et dans la perspective de la proposition 15 initiale, cela pourrait se réaliser à l'aide d'un plafond tarifaire. Toutefois, tant qu'elle ne dispose pas des détails du modèle de soutien, l'EICOM ne peut pas formuler de disposition plus précise.

1.4 Suppression de l'art. 6, al. 5

Concernant le maintien de l'abrogation de la méthode basée sur le prix moyen (art. 6, al. 5, LApEI), nous renvoyons à la présentation faite par l'EICOM le 24 avril 2017, aux remarques formulées au chiffre 1.1. du présent rapport, ainsi qu'au rapport de l'OFEN adressé à la CEATE-N de mars 2017 (cf. pp. 5 ss). L'EICOM estime qu'il faut rejeter une suppression de cette disposition et un complément des autres alinéas (cf. position de l'EICOM présentée à la CEATE-N le 24 avril 2017).

1.5 Suppression de l'art. 33b

Il faut se féliciter de la suppression de l'art. 33b adopté par le Conseil des États, étant donné qu'il aurait ancré un véritable effet rétroactif inadmissible.

1.6 Art. 1, al. 2 complété

Du point de vue de la systématique de la loi, un complément à la disposition fondamentale dans l'art. 1, al. 2, let b LApEI devrait plutôt intervenir au niveau de la LEne (cf. notamment art. 2 nLEne).

L'EICom ne voit pas très bien dans quelle mesure le modèle de la CEATE-N servirait à renforcer la compétitivité de la production d'électricité indigène. Il s'agit plus de soutien que de concurrence. De plus, l'approvisionnement de base n'est justement pas soumis à la concurrence.

2. Situation financière des entreprises suisses d'approvisionnement en électricité

Au cours du premier semestre 2017, plusieurs entreprises suisses d'approvisionnement en électricité (EAE) ont publié leurs chiffres pour l'exercice écoulé. Un grand nombre de ces entreprises présente une hausse du bénéfice, voire au minimum un résultat annuel solide ; dans de rares cas, le résultat est négatif. Même les EAE qui disposent d'une production propre significative et qui sont de ce fait potentiellement exposées au risque de bas prix de l'électricité, présentent pour la plupart des résultats d'exploitation positifs. Une fois de plus, les revenus tirés des activités régulées (vente d'électricité à des clients captifs et exploitation du réseau de distribution) ont eu un effet stabilisateur.

Au vu de ces résultats, la situation de la branche ne semble pas être aussi catastrophique que prétendu aujourd'hui lors des débats politiques. Elle devrait également être fortement marquée par les résultats passés des deux grandes entreprises suisses de production d'électricité que sont Alpiq Holding SA et Axpo Holding SA. Au cours des cinq dernières années, les deux groupes se sont en partie retrouvés dans les chiffres rouges. Les corrections de valeur et les provisions ont fortement grevé les résultats d'exploitation. Dans le cas d'Axpo par exemple, les effets extraordinaires ont grevé le résultat d'exploitation opérationnel au cours des deux derniers exercices à raison de 1,6 et de 1,5 milliard de francs (cf. tableau 1, Ebit et Ebit avant facteurs exceptionnels). Il faut en outre ajouter que tant Alpiq qu'Axpo ne fournissent pas directement de l'électricité à des consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et qu'ils n'ont donc pas pu profiter de ce moment stabilisateur. Étant donné qu'Alpiq ne dispose pas aujourd'hui de son propre réseau de distribution, les revenus régulés tirés de ce secteur font également défaut. En 2016, Alpiq a renoué avec les chiffres noirs ; la vente d'actions ainsi que la dissolution partielle des provisions constituées les années précédentes pour les contrats d'acquisition d'énergie défavorables ont eu un effet positif. Le 14 juin 2017, Axpo a pu dégager un résultat semestriel nettement meilleur (non visible dans le tableau suivant).

Alpiq	2016 mio CHF	2015 mio CHF	2014 mio CHF	2013 mio CHF	2012 mio CHF
Ebit avant facteurs exceptionnels	204	261	356	499	524
Ebit	379	-511	-673	279	-924
Résultat net	294	-830	-902	18	-1'094
Total du bilan	9'852	10'435	11'861	14'508	14'863
Part fonds propres (%)	39.4%	36.6%	39.7%	40.2%	32.4%
Axpo	2015/16 mio CHF	2014/15 mio CHF	2013/14 mio CHF	2012/13 mio CHF	2011/12 mio CHF
Ebit avant facteurs exceptionnels	390	622	662	n.d.	n.d.
Ebit	-1'226	-867	-838	364	329
Résultat net	-1'252	-990	-730	212	282
Total du bilan	18'588	18'908	20'219	20'557	18'684
Part fonds propres (%)	24.9%	32.1%	37.2%	40.5%	42.7%

Tableau 1 : Indicateurs financiers Alpiq (2012–2016) et Axpo (2011/12–2015/16)

Globalement, il ressort des indications du tableau 1 que la capacité opérationnelle des deux grands fournisseurs d'électricité a certes un peu reculé mais que les résultats ont surtout été fortement influencés par les effets extraordinaires. De l'extérieur, il est difficile de déterminer quelles étaient les circonstances concrètes à l'origine de ces facteurs exceptionnels et si des corrections de valeur aussi importantes étaient nécessaires du point de vue de la gestion d'entreprise. Même si la solvabilité des deux sociétés Alpiq et Axpo a été déclassée ces dernières années, les deux groupes disposent toujours d'une note (Alpiq BBB- (mars 2017) ; Axpo BBB+ (fin 2016)), leur garantissant l'accès au marché des capitaux comme source de financement. D'autre part, les deux EAE disposent toujours d'une solide base de liquidité pour faire face à leurs obligations courantes.

Outre les deux grandes entreprises Alpiq et Axpo, il existe en Suisse environ 650 entreprises d'approvisionnement en électricité. Ci-après, le résultat d'exploitation et la structure du bilan d'un certain nombre d'entreprises sont examinés sur les deux dernières années. Dans ce contexte, l'accent est mis d'abord sur les actionnaires d'Alpiq et d'Axpo. Tous les chiffres figurent dans les rapports annuels des entreprises accessibles au public et contiennent outre l'activité principale également les revenus provenant d'autres secteurs d'activité. Les résultats détaillés figurent dans le tableau 2 ; sauf remarque contraire, les valeurs médianes sont communiquées ci-dessous.

Alpiq appartient essentiellement à EOS (Romande Energie, SIG, Groupe E, SIL et FMV), EDF, EBM et EBL. Par rapport à l'Ebit (résultat d'exploitation avant intérêts et impôts), tous les propriétaires suisses ont dégagé pour 2015 et pour 2016 des résultats se chiffrant à plusieurs dizaines de millions de francs (valeur médiane : 24 millions CHF). Si ces chiffres sont considérés avant amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles (Ebitda), les valeurs augmentent d'un facteur 3 environ. La rentabilité des entreprises mesurée au chiffre d'affaires, c'est-à-dire à la marge Ebit ou Ebitda, était en moyenne de 11 respectivement de 25 pour cent, des valeurs très élevées par rapport aux autres industries suisses (cf. performance financière des entreprises suisses du secteur industriel, IFBC 2013 ; la marge Ebitda de toutes les entreprises industrielles suisses se situe dans les 12%). En outre les propriétaires disposent en comparaison avec les autres branches de parts de fonds propres extraordinairement élevées (valeur médiane : 66%) et disposent par conséquent d'une base de financement solide. Les réserves de tous les propriétaires d'actions - pour autant qu'elles sont publiées - se montent globalement à environ 9 milliards de francs et correspondent ainsi à la somme du bilan d'Alpiq.

Axpo appartient aux cantons de la Suisse du nord-est (ZH, AG, SG, AI, TG, SH, GL, ZG), plus exactement aux services industriels des cantons. Parmi les neuf propriétaires, seuls les chiffres de quatre services industriels (cantons) sont accessibles au public. Les résultats d'exploitation sont tous positifs comme ceux des actionnaires d'Alpiq. Les marges Ebit et Ebitda se situent en moyenne autour de 10 et 20 pour cent. Avec des parts de fonds propres d'environ 80 pour cent, les actionnaires d'Axpo disposent d'une base financière encore plus solide.

Malgré les difficultés d'Alpiq et d'Axpo, la majorité des actionnaires peut présenter des chiffres qui sont considérés comme plus solides. Les actionnaires sont financièrement en mesure de compenser les résultats négatifs d'Alpiq et d'Axpo.

	Part %	Marge Ebit		Marge Ebitda		Part fonds propres	
		%	%	%	%	%	%
		2016	2015	2016	2015	2016	2015
Alpiq sans facteurs exceptionnels		3.4	3.9	6.5	7.1		
Alpiq (selon IFRS)		6.2	-7.6	12.8	0.7	39.4	36.6
Axpo sans facteurs exceptionnels		7.5	11.1	12.3	14.9		
Axpo (selon IFRS)		-23.7	-15.5	-7.0	11.5	24.9	32.1
	<i>Médiane</i>	11	12	25	24	66	69
Actionnaires Alpiq EOS	31.44	16.6	15.2	59.5	52.0	82.4	87.3
– Romande Energie (28.72%)	9.03	16.1	17.4	25.1	26.9	79.1	78.1
– SIG (23.02%)	7.24	6.0	6.5	23.6	24.0	39.5	39.2
– Groupe E (22.33%)	7.02	14.4	14.4	24.6	24.2	73.5	69.9
– SIL (20.06%)	6.31						
– FMV (5.87%)	1.85	6.6	9.3	8.4	12.8	31.4	31.6
EDF	25.04						
EBM	13.65	4.7	4.7	13.2	14.2	66.2	73.5
EBL	7.13	11.1	12.7	29.1	22.6	62.0	60.2
Canton SO	5.61						
AIL	2.13		9.1		42.3		28.2
IBAAarau	2.00	11.5	11.1	20.5	18.6	65.2	67.6
WW Zug	0.91	21.1	20.5	39.6	37.6	87.8	86.8
Public	12.09						
	<i>Médiane</i>	10	10	20	20	78	79
Actionnaires Axpo Canton ZH	18.34						
EKZ	18.41	9.1	10.6	22.3	21.3	76.5	80.1
Canton AG	13.98						
AEW Energie	14.03	12.1	10.5	17.8	19.9	79.1	78.7
SAK	12.50	10.4	8.8	23.5	20.0	44.1	44.7
EKT	12.25	4.5	6.9	12.8	13.5	88.2	96.3
Canton SH	7.88						
Canton GL	1.75						
Canton ZG	0.87						
	<i>Médiane</i>	12	9	18	17	52	45
Autres EAE BKW		12.1	11.7	19.8	19.8	34.3	32.2
Repower		1.2	-3.6	3.0	2.2	44.8	32.8
CKW		-9.6	9.9	-2.6	19.2	62.1	68.4
IWB		15.1	4.3	26.4	16.0	60.5	58.7
ewb		12.5	8.3	28.0	24.8	33.3	32.2
AET			3.7		7.4		38.9
Onyx		12.6	13.2	18.1	17.7	52.3	51.9
AEK		9.7	8.8	17.7	16.3	67.5	64.3

Tableau 2 : Indicateurs financiers des EAE suisses (2015–2016)

Si l'évaluation est étendue à huit autres grandes EAE, on constate ici aussi des résultats comparables (tableau 2, partie inférieure). Ainsi BKW, premier fournisseur d'électricité en Suisse en nombre de consommateurs finaux, a été en mesure d'accroître sensiblement son chiffre d'affaires et son bénéfice. Seule la part de fonds propres est visiblement plus basse que 50 % (médiane), toutefois, depuis l'année précédente, la médiane est montée de sept points de pourcentage et reste, en comparaison avec les autres secteurs, toujours très généreuse. Parmi tous ces résultats positifs, seules les entreprises CKW (2016) et Repower (2015) présentent des résultats d'exploitation négatifs. A l'instar d'Axpo, le résultat de CKW a été grevé par des corrections de valeur portant sur ses propres centrales, participations et contrats d'acquisition d'énergie. Le résultat d'exploitation de Repower a également été grevé par des corrections de valeur ainsi que par les provisions.

L'OFEN a publié le 23 juin 2017 la statistique de l'électricité 2016. Cette dernière indique dans le tableau 36, une perte de 190 millions de francs en 2015 pour les 335 EAE considérées, après que des gains substantiels aient été systématiquement réalisés au cours des dernières années. Ces nouveaux

chiffres semblent en contradiction avec l'analyse présentée ci-dessus, toutefois cette perte est essentiellement causée par d'importants facteurs exceptionnels chez Axpo et Alpiq (cf. tableau 2). La plupart des entreprises de la branche vont bien, comme le montre le montant des réserves déclarées dans le tableau 35 de la statistique de l'électricité précitée, qui s'élève à près de 22,5 milliard de francs en tout.

3. Modèles d'encouragement et leurs conséquences en termes de coûts

Pour encourager la force hydraulique indigène, la CEATE-N a ouvert fin avril 2017 la discussion sur un nouveau modèle : seules les centrales indigènes produisant de l'énergie renouvelable toutefois non encore subventionnée, à savoir en priorité les centrales hydrauliques seraient prises en compte pour l'approvisionnement de base.

3.1 Généralités

Avec le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le souverain s'est prononcé en faveur du modèle de prime de marché limité dans le temps et destiné à soutenir la force hydraulique à hauteur de 120 millions de francs par an. Parallèlement le débat se poursuit sur le thème du soutien de la force hydraulique ; le soutien qui a été décidé semble toutefois insuffisant pour couvrir la totalité des coûts des exploitants des centrales, en raison notamment des bas prix du marché. Pour résoudre ce problème, Swisselectric a prévu une sorte de prime d'approvisionnement de base : les recettes générées par ce système de prime d'approvisionnement de base doivent être utilisées pour couvrir le déficit théorique des centrales hydrauliques suisses. Swisselectric estime le montant de la prime à 1,5 ct/kWh, ce montant doit être imputé à tous les clients finaux dans l'approvisionnement de base.

Le montant de 1,5 ct/kWh est le fruit des réflexions suivantes menées par Swisselectric : avec des coûts de production de 7,1 ct/kWh en moyenne et un prix de vente escompté de 3,7 ct/kWh, il en résulte un déficit de 1,2 milliard de francs pour un volume de production annuel des centrales hydrauliques de 34,7 TWh. Une estimation grossière de Swisselectric permet de conclure que la moitié est aujourd'hui déjà imputée aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base. Si l'on prend en compte la prime de marché de 120 millions de francs, il manque encore 480 millions de francs (« *missing money* »), soit 1,5 ct/kWh en tant que prime d'approvisionnement de base (cf. tableau 3, 1^{ère} colonne). Les montants calculés sont arrondis à 100 millions jusqu'à la ligne « coûts non couverts 2 ».

	Calculs Swisselectric	Au niveau des :			
		Coûts de production ¹⁾	prix de vente	PSS	Combiné
Quantité [TWh] ²⁾	34.7	36.6	36.6	36.6	36.6
Coûts / kWh [ct/kWh]	7.1	6.9	7.1	7.1	6.9
dont: - coûts indirects (overhead) [ct/kWh] ³⁾	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
- Production [ct/kWh]	6.3	6.1	6.3	6.3	6.1
Coûts [mio Fr.]	2500	2500	2600	2600	2500
Prix de vente /kWh [ct/kWh]	3.7	3.7	4.8	3.7	4.8
Prix de vente, recettes déduites [mio Fr.]	-1300	-1400	-1800	-1400	-1800
Coûts non couverts 1 [mio Fr.]	1200	1200	800	1200	800
SDL, recettes déduites [mio Fr.]	0	0	0	-200	-200
Coûts non couverts 2 [mio Fr.]	1200	1200	800	1000	600
Part du marché (demi)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Coûts non couverts 3 [mio Fr.]	600	600	400	500	300
Déduction prime de marché [mio Fr.]	-120	-120	-120	-120	-120
"Missing Money" [mio Fr.]	480	480	280	380	180

1) Coûts de production cf. Filippini et Geissmann, 2014, p. 35, 6.1 ct./kWh ; y compris un bénéfice des propriétaires d'env. 350 mio

2) Production escomptée 2016-2020 selon Statistique de l'électricité (Tab. 34)

3) pour Swisselectric avec coûts indirects de 0.8 ct/kWh; cf. "Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz" paru dans : Wasserwirtschaft 1/2017, p. 22;

Paramètres modifiés par rapport à Swisselectric

Tableau 3 : Simulations pour le calcul du problème de « missing money »

Du point de vue de l'EICOM, cette modélisation présente un grand nombre de points critiques :

- La production escomptée issue de la force hydraulique est de 36,6 TWh dans les années 2016 - 2020 selon tableau 34 de la statistique suisse de l'électricité).
- Les coûts de production théoriques (y compris overhead) de 7,1 ct/kWh se situent à la limite supérieure des estimations dont nous avons connaissance. D'autres études (par ex. Filippini M. et T. Geissmann, EPFZ : 2014) se basent sur des coûts de production de 6.1 ct/kWh (sans overhead, mais avec un rendement des capitaux propres de 7.5%) pour la force hydraulique suisse ; les études les plus récentes envisagent même des coûts de production de 4,5 à 5,0 ct/kWh (Enerprice 2017 ainsi que Hanser et Partner 2016).

A notre avis, si l'on prend en compte les overhead calculés de manière généreuse à hauteur de 0,8 ct./kWh, il résultera, après utilisation des coûts de production de 6,1 ct./kWh (y compris overhead de 6,9 ct./kWh) et un volume de production plus élevé de 36,6 TWh, un problème de « missing money » de 480 millions de francs (cf. tableau 3, colonne 2).

- Swisselectric table sur un prix de vente de 3,7 ct/kWh. Comme le montrent les données de la comptabilité analytique des gestionnaires de réseau disponible à l'EICOM, ceux-ci tablent en moyenne sur des coûts d'achat d'énergie de 5,1 ct/kWh. Les coûts d'acquisition peuvent être en moyenne être maintenu sur plusieurs années.

L'EICOM ne dispose pas des prix du marché des gros consommateurs ; néanmoins sur la base d'entretiens menés avec les gros consommateurs on peut actuellement tabler sur un prix de 4,5 ct/kWh. En moyenne des prix d'acquisition des gestionnaires de réseau et des grands consommateurs finaux, on obtient une valeur de 4.8 ct/kWh. En utilisant les prix d'achat réels, la valeur (charge maximale) et les garanties d'origine sont indirectement prises en compte. Le prix moyen payé pour la force hydraulique devrait être supérieur étant donné que les gros consommateurs soutirent en règle générale du courant gris.

Si pour déterminer le prix d'achat, on ne se réfère pas aux 3,7 ct/kWh mais aux coûts moyens pour l'acquisition d'énergie de 4,8 ct/kWh et que le volume de production plus élevé de 36,6 TWh est pris en compte, le montant du « *missing money* » baisserait alors pour s'établir à 280 millions de francs (voir tableau 2, colonne 3).

- À cela vient s'ajouter le fait que, pour maintenir la stabilité du réseau, Swissgrid doit faire face à différentes dépenses (par ex. prestations de services système, énergie réactive, maintien de la tension), lesquelles contribuent au rendement des exploitants des centrales hydrauliques suisses. Conformément au rapport annuel de Swissgrid, ce sont 0,2 milliard de francs qui ont été reversés à ces entreprises en 2016 ; ces recettes doivent être déduites des coûts calculés par Swissgrid de l'ordre de 1,2 milliard de francs. Rien que pour cette raison, le montant de « *missing money* » que Swisselectric fait valoir peut être ramené à 380 millions de francs (voir tableau 3, 4^e colonne).
- En conjuguant ces effets, le montant de « *missing money* » n'est plus que de 180 millions de francs (cf. tableau 3, dernière colonne).

Le calcul des coûts de production comprend également un bénéfice « calculatoire ». Compte tenu des coûts de production utilisés de 6.1 cts/kWh, le rendement des capitaux propres « calculatoires » représente environ 350 millions de francs ou 7.5% pour toutes les centrales électriques. Au vu de ce bénéfice, le montant de 180 millions de francs (le soi-disant « *missing money* ») peut être supporté par les propriétaires ; il fait baisser le bénéfice à 170 millions de francs, c'est à dire de moitié. En d'autres termes, la prime de marché décidée dans le cadre de la nLEne est suffisante pour soutenir la force hydraulique. De manière générale, on peut se demander si l'Etat doit garantir les profits des entreprises.

3.2 Conséquences pour les tarifs des consommateurs finaux

L'EiCom a été invitée par la CEATE-N à procéder à une évaluation des coûts associés que cela engendre. Si les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base sont approvisionnés exclusivement avec du courant en provenance de centrales hydrauliques indigènes, les coûts qui en résultent peuvent être évalués comme suit :

Swisselectric calcule la charge supplémentaire moyenne pour les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base à 1,5 ct/kWh. Pour ce faire, elle divise le montant correspondant au « *missing money* » de 480 millions de francs, également calculé par ses soins, par le volume estimé vendu dans l'approvisionnement de base. Elle indique qu'il ne s'agit ici que d'une valeur moyenne qui, en fonction de la part d'énergie issue de la force hydraulique, varierait beaucoup avec le tarif actuel.

Si cette mesure devait être maintenue, la même réflexion porterait également sur le montant de 180 millions de francs de « *missing money* » mentionné dans la dernière colonne du tableau 3. Il en résulterait une augmentation des tarifs de l'énergie de 0,6 ct/kWh pour les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base. Pour un ménage (H4) et une entreprise artisanale (C2), l'augmentation atteindrait les 10%. A noter toutefois que les effets peuvent être très différents dans chaque cas concret.

4. Conclusion

On peut douter du fait qu'il existe un problème de « *missing money* » dans toute la branche. Les résultats positifs de la plupart des entreprises vont en effet dans une autre direction. Aucun rapport entre coûts de production théoriques et prix hypothétiques n'a pu être démontré. Il reste toutefois incontesté que certaines EAE, notamment celles sans approvisionnement de base et donc essentiellement axées sur l'activité commerciale et disposant simultanément d'une production propre élevée, sont confrontées à des temps difficiles. Pour l'EiCom, il n'est pas évident qu'un problème inhérent au système se répercute forcément négativement sur la sécurité de l'approvisionnement. Du point de vue économique, il est par conséquent indiqué de renoncer entièrement à un encouragement supplémentaire, donc à un soutien de la force hydraulique suisse.

Si certains exploitants de centrales ou entreprises d'approvisionnement en électricité se retrouvaient effectivement en difficultés, les raisons ne devraient pas forcément être recherchées dans les conditions cadres légales actuellement en vigueur. Dans un premier temps, les propriétaires peuvent apporter une aide aux entreprises en difficulté. De plus, conformément au principe de subsidiarité, il incomberait à la branche de l'électricité de chercher des solutions. Une telle solution devrait toutefois être appliquée soit par les EAE seules ou du moins par tous les acteurs et non pas seulement par les consommateurs finaux soumis au monopole.

En général, il faut se demander si dans une situation impliquant l'abandon de la distribution de dividendes aux actionnaires, le législateur est tenu de mettre en place des mesures de soutien et s'il est opportun que celles-ci soient financées par un groupe de clients, à savoir les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base. Dans ce contexte, il s'agit d'une mesure de politique économique qu'il faudrait également communiquer comme telle. Des actionnaires privés et étrangers seraient au demeurant également soutenus de manière indirecte.

Par ailleurs, l'organisation concrète du modèle n'est pas clairement définie. En cas de de conception physique, cela risquerait même de mettre en danger la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Vu le manque de clarté, il n'est pas possible pour l'EICOM de formuler une norme de délégation concrète dans l'art. 6, al. 1^{bis} en mesure de satisfaire aux principes de la légalité. Un modèle financier serait en revanche contraire à la Constitution.

L'EICOM recommande donc de renoncer de toute urgence au modèle proposé par la CEATE-N. Dans ce contexte, elle estime ne pas être en mesure de présenter à la CEATE-N des propositions de précision et d'adjonction adéquates en vue de définir un concept en mesure de fonctionner. L'EICOM estime qu'il est uniquement possible de faire des propositions concrètes sur certains points annexes mentionnés dans les chapitres correspondants.

L'EICOM renvoie en outre aux travaux concernant la nouvelle structure du marché du DETEC qui est chargé de la préparation de la législation. Dans ce contexte, il est également possible de mener une consultation et de faire en sorte que le projet soit soutenu démocratiquement.