



Documentation sur la régulation Sunshine

Approche et calculs

Berne, octobre 2019

Table des matières

1	Introduction	3
2	Remarques formulées lors des deux premières phases de tests	3
2.1	Éléments mis en œuvre suite aux propositions reçues.....	3
2.1.1	La densité énergétique comme critère supplémentaire de constitution des groupes de comparaison.....	3
2.1.2	Pas de groupes de comparaison pour les tarifs de l'énergie.....	3
2.1.3	Prise en compte des transformateurs aériens sur le niveau de réseau 6.....	4
2.1.4	Calcul des coûts du réseau.....	4
2.1.5	Utilisation de profils de consommation plus appropriés.....	4
2.2	Éléments n'ayant pas été mis en œuvre.....	5
2.2.1	Constitution des groupes basée sur la densité des points de mesure.....	5
2.2.2	Coûts par kWh transformés au lieu de coûts par kVA installés (niveau de réseau 6).....	5
2.2.3	Montant des investissements annuels par rapport aux amortissements effectués.....	5
2.2.4	Âge de la structure du réseau.....	5
2.2.5	Prise en compte des niveaux de réseau 3 et 4.....	5
2.2.6	Prise en compte des contributions de raccordement au réseau et des contributions aux coûts du réseau.....	6
2.2.7	Taux d'intérêt réduits pour les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation (WACC).....	6
2.2.8	Prise en compte des obligations fiscales, des coûts amont et des différences de couverture des années précédentes.....	6
2.2.9	Sections de câbles et matériaux des câbles.....	7
2.2.10	Densité de câblage.....	7
2.2.11	Valeurs extrêmes.....	7
3	Groupes de comparaison et calcul des valeurs médianes	8
3.1	Constitution des groupes.....	8
3.1.1	Densité d'urbanisation.....	8
3.1.2	Répartition manuelle en fonction de la densité d'urbanisation.....	9
3.1.3	Densité énergétique.....	9
3.1.4	Résultats de l'attribution aux groupes.....	10
3.2	Calcul des valeurs médianes.....	11
3.2.1	Valeurs médianes des comparaisons des tarifs.....	11
3.2.2	Valeurs médianes des comparaisons des coûts du réseau.....	11
3.2.3	Influence sur la médiane des concessions avec une centrale électrique.....	11
3.2.4	Catégories de résultats.....	12
3.3	Disponibilité de l'approvisionnement : SAIDI et SAIFI.....	12
3.4	Coûts du réseau.....	12
3.5	Tarifs du réseau et de l'énergie.....	13
3.6	Diversité des produits et qualité des prestations.....	13
3.6.1	Diversité des produits et possibilités de combinaison.....	14
3.6.2	Informations concernant les interruptions planifiées.....	14
3.6.3	Annonce préalable des coupures.....	14
3.7	Conformité (compliance) et règle des 95 francs.....	14
3.7.1	Fichiers de comptabilité analytique pour les tarifs 2019, fiches tarifaires 2019 et compte annuel 2017.....	14
3.7.2	Indicateur concernant la règle des 95 francs.....	14
4	Renseignements	14

1 Introduction

Dans le cadre de la régulation Sunshine, la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) calcule depuis 2015 des indicateurs relatifs à la qualité de l'approvisionnement et du service, aux coûts du réseau, aux tarifs ainsi qu'à la conformité (compliance). Dans la mesure du possible, ces indicateurs sont calculés à partir des données disponibles transmises dans les fichiers de comptabilité analytique ou lors d'enquêtes concernant les tarifs et la qualité de l'approvisionnement. La charge de travail supplémentaire des gestionnaires de réseau est ainsi limitée.

À l'été 2016, l'EiCom a introduit la régulation Sunshine afin de compléter la régulation cost-plus actuelle et a mis un terme à une phase de tests de deux ans.

Le présent document vise à donner aux gestionnaires de réseau un aperçu approfondi de cette régulation en leur permettant de comprendre de manière plus étendue les valeurs calculées ainsi que la démarche retenue.

Le document recouvre les cinq phases intervenues depuis l'été 2015 et pour lesquelles les gestionnaires de réseau ont reçu leurs résultats individuels. Il reflète en revanche la situation actuelle concernant les calculs et les méthodes. Lorsque cela s'avère nécessaire, les différences par rapport aux phases précédentes sont indiquées.

2 Remarques formulées lors des deux premières phases de tests

À l'issue des phases de tests de l'été 2015 et du printemps 2016, les gestionnaires de réseau ont été invités à nous faire part de leurs avis et de leurs propositions d'amélioration concernant la régulation Sunshine. Nous avons ainsi reçu plus d'une centaine de réponses assorties de remarques.

2.1 Éléments mis en œuvre suite aux propositions reçues

Les gestionnaires de réseau nous ont signalé plusieurs éléments pertinents que nous avons pris en compte et mis en œuvre dans la régulation Sunshine.

2.1.1 La densité énergétique comme critère supplémentaire de constitution des groupes de comparaison

À plusieurs reprises, il nous a été signalé que la densité d'urbanisation n'était pas un critère suffisant pour la répartition des groupes. Des facteurs tels que les flux de pendulaires et les emplois qui y sont liés, le nombre de clients commerciaux et industriels ainsi que les charges liées à la fonction de centre urbain n'étaient notamment pas suffisamment pris en compte. Nous avons donc décidé de recourir à la densité énergétique comme critère supplémentaire pour la répartition des groupes. Vous trouverez de plus amples informations à ce propos au point 3.1.3.

2.1.2 Pas de groupes de comparaison pour les tarifs de l'énergie

Au vu des remarques formulées, la répartition dans des groupes pour les tarifs de l'énergie a été considérée comme non adéquate. D'autres critères de répartition ont parfois été proposés, comme par exemple la proportion de production propre ou la qualité écologique du courant.

Des calculs tenant compte de la production propre n'ont fourni aucun résultat significatif justifiant un regroupement. Nous avons donc décidé de renoncer à une répartition dans les groupes pour les tarifs de l'énergie.

2.1.3 Prise en compte des transformateurs aériens sur le niveau de réseau 6

Lors de la première phase de test, nous avons par erreur omis de tenir compte des transformateurs aériens pour calculer les coûts par kVA sur le niveau de réseau (NR) 6. Nous avons remédié à cette erreur dès la 2^e phase de tests pour le calcul des coûts du réseau.

2.1.4 Calcul des coûts du réseau

2.1.4.1 Bases pour le calcul des coûts du réseau

Nous avons reçu de nombreuses critiques concernant la base de calcul des coûts du réseau qui se limitait à la prise en compte des positions de coûts 100 et 200. La plupart demandait la prise en considération de positions de coûts supplémentaires. En effet, les coûts pour la mesure et la transmission d'information (position 500), les coûts administratifs (position 600, sans les impôts sur le capital et les différences de couverture des années précédentes) ainsi que les autres produits et revenus (position 900) devaient aussi être pris en compte. Il a été parfois proposé d'utiliser les coûts après imputation (cascade).

Nous avons donc élargi la base de calcul aux positions mentionnées (cf. point 3.4), tout en continuant de nous baser sur les coûts effectifs pris en compte pour calculer les différences de couverture (formulaire 3.2 de la comptabilité analytique). Contrairement aux coûts après imputation (vision tarifaire), les coûts effectifs ne comprennent ni valeurs prévisionnelles, ni coûts à éliminer pour une comparaison significative (cf. point 2.2.8).

2.1.4.2 Sous-stations : élimination des divergences au niveau des coûts de capitaux théoriques sur le niveau de réseau 5

Plusieurs gestionnaires de réseau ont signalé que les sous-stations déclarées sur le NR5 pouvaient entraîner des coûts de capitaux théoriques élevés ainsi que, dans une moindre mesure, des coûts d'exploitation élevés. Nos calculs ont montré que les intérêts et les amortissements théoriques des sous-stations sur le NR5 se montaient à env. 70 millions de francs, pour des coûts de capitaux théoriques totaux d'env. 500 millions de francs. Les données disponibles n'ont en revanche pas permis de chiffrer les coûts d'exploitation induits par les sous-stations.

Du fait que les gestionnaires de réseau ne répartissent pas tous de la même manière les coûts de ces sous-stations sur les NR 4 et 5, ils sont concernés de façons différentes par le problème. D'autre part, les gestionnaires de réseau qui n'exploitent pas de sous-stations sur ces niveaux de réseau n'en assument pas directement les coûts, puisque ces derniers sont compris dans les tarifs amont qui ne sont pas pris en compte dans la régulation Sunshine (cf. chap. 2.2.8). Cette situation conduit ainsi à des distorsions dans les comparaisons du NR5.

En conséquence, nous avons décidé de déduire les coûts de capitaux théoriques de ces sous-stations des coûts du réseau du NR5, afin de garantir une meilleure base de comparaison entre les gestionnaires de réseau. En 2017, les données utiles n'étaient disponibles que pour les gestionnaires de réseau qui avaient rempli la version complète de la comptabilité analytique. Toutefois, depuis la comptabilité analytique pour les tarifs 2018, nous collectons les données nécessaires auprès de tous les gestionnaires concernés et sommes donc en mesure de corriger dès cette année-là les coûts de capitaux de tous les gestionnaires de réseau concernés. Nous continuons par contre de renoncer à collecter les coûts d'exploitation correspondants.

2.1.5 Utilisation de profils de consommation plus appropriés

Les profils de consommation H7 et C6 remplacent les profils H6 et C5.

2.2 Éléments n'ayant pas été mis en œuvre

Plusieurs propositions reçues nécessitaient des informations non-disponibles à l'EICOM et qu'il aurait été impossible d'acquérir facilement. Quelques-unes étaient déjà intégrées dans les examens effectués et/ou les ajustements mis en place.

2.2.1 Constitution des groupes basée sur la densité des points de mesure

La constitution des groupes basée sur la densité des points de mesure (points de mesure par km de ligne) repose sur les mêmes réflexions que la constitution des groupes en fonction de la densité énergétique et n'a de ce fait pas été prise en compte comme critère supplémentaire.

2.2.2 Coûts par kWh transformés au lieu de coûts par kVA installés (niveau de réseau 6)

Certains gestionnaires de réseau ont proposé d'utiliser comme indicateur les coûts de l'énergie transformée plutôt que les coûts de la puissance des transformateurs installés sur le NR6. Nous ne donnons pas suite à cette proposition étant donné que les coûts du réseau sont calculés en fonction de la puissance installée et non de la quantité d'énergie.

D'autres gestionnaires ont par ailleurs proposé de renoncer totalement à la prise en compte des coûts sur le NR6 étant donné que leur répartition peut se faire de trois manières différentes selon la recommandation de la branche (MURD). Cette proposition n'est pas non plus prise en compte. En effet, les représentants de la branche jugent plutôt minimes les conséquences sur les différents niveaux des trois possibilités de répartition des coûts du NR6. Par ailleurs, les différences se compensent mutuellement si l'on tient compte en plus des NR 5 et 7. Il faut donc considérer chaque indicateur de coûts du réseau non comme un élément isolé mais plutôt comme faisant partie d'un tout. En effet, seule la prise en compte de tous les niveaux de réseau fournit une vue d'ensemble fiable de la situation en matière de coûts.

2.2.3 Montant des investissements annuels par rapport aux amortissements effectués

Certains gestionnaires de réseau ont proposé de faire le lien entre les investissements annuels et les amortissements effectués. Certes, l'indice qui en résulte est intéressant, mais il s'avère compliqué à interpréter pour tous les intervenants, notamment lorsque des situations particulières existent (p. ex. nouveaux raccordements ou investissements irréguliers). C'est pourquoi cet indicateur n'a pas été retenu.

2.2.4 Âge de la structure du réseau

Certains gestionnaires de réseau désiraient que l'âge du réseau soit pris en compte. Il est possible d'évaluer grossièrement l'âge d'un réseau en recourant aux valeurs résiduelles, aux valeurs d'acquisition et aux amortissements, car tous ces chiffres sont disponibles dans le cadre de la comptabilité analytique. L'âge en soi n'est toutefois pas le seul élément pertinent en ce qui concerne l'état réel, la disponibilité ainsi que la fiabilité du réseau. En effet, l'intensité et la qualité de l'entretien du réseau sont des éléments également déterminants. C'est pourquoi ce nouvel indicateur n'a pas été retenu.

2.2.5 Prise en compte des niveaux de réseau 3 et 4

Certains gestionnaires de réseau, approvisionnant des clients à des niveaux de réseau plus élevés, ont proposé d'élargir la comparaison aux NR 3 et 4. En suivant la même logique, il faudrait toutefois aussi tenir compte du NR2. Une extension à des niveaux de réseau plus élevés conduirait alors à des groupes de comparaison proportionnellement plus petits. Il est donc légitime et adéquat de se limiter à

des niveaux de réseau plus bas, notamment dans la perspective de la grande majorité des clients finaux.

2.2.6 Prise en compte des contributions de raccordement au réseau et des contributions aux coûts du réseau

Certains gestionnaires de réseau ont mentionné que les contributions de raccordement au réseau et aux coûts du réseau faussaient la comparaison. Les gestionnaires de réseau qui ne prélèvent pas ces contributions sont notamment désavantagés. Pour y remédier, il faudrait attribuer les valeurs correspondantes des contributions aux installations et recalculer les coûts de capitaux sur cette nouvelle base (plus élevée). Il serait alors possible de comparer et de corriger le handicap des gestionnaires de réseau ne prélevant pas de contributions. D'un point de vue méthodologique, cet argument se justifie et il faudrait tenir compte des contributions pour une comparaison totalement correcte. Mais qu'en est-il dans la pratique ?

Du point de vue comptable, les contributions peuvent être traitées selon la méthode brute, la méthode nette ou par comptabilisation directe via le compte de résultats. Pour des raisons de transparence, la branche et l'EICOM recommandent la comptabilisation selon la méthode brute. Dans le cas où la comptabilisation directe via le compte de résultats est utilisée, on peut d'ailleurs se demander si l'interdiction de la compensation énoncée à l'art. 958c, al. 1, ch. 7 du Code des obligations (RS 220) est respectée.

En fait, seule la méthode brute permet de tenir compte des valeurs résiduelles des contributions dans le calcul des coûts de capitaux étant donné que c'est dans ce cas uniquement que les valeurs correspondantes sont connues. Avec la méthode nette les contributions ne sont pas connues, elles sont déduites directement des valeurs des installations et seule la différence apparaît ; et avec la comptabilisation via le compte de résultats, les informations relatives aux contributions font totalement défaut.

Jusqu'en 2017, la méthode de comptabilisation des contributions n'était disponible que pour les gestionnaires de réseau qui remettaient une version complète de la comptabilité analytique. Dans le cadre de la comptabilité analytique pour les tarifs 2018 toutefois, tous les gestionnaires de réseau doivent déclarer leur méthode de comptabilisation des contributions.

2.2.7 Taux d'intérêt réduits pour les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation (WACC)

D'autres remarques soulignaient que les comparaisons subissent une distorsion car certains gestionnaires de réseau n'utilisent pas le taux d'intérêt maximal autorisé pour les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation (weighted average cost of capital, WACC).

Cet argument est partiellement correct. En réalité, les gestionnaires utilisant un taux d'intérêt plus bas sont une minorité et les médianes des coûts et des tarifs utilisées comme point de référence n'en sont pas modifiées. D'autre part, le WACC publié par l'OFEN fournit une valeur maximale qu'il est possible de ne pas atteindre. Chaque gestionnaire de réseau est donc libre de décider lui-même de réduire ou non le taux d'intérêt. Finalement, le montant de la facture à payer est l'élément le plus important pour le consommateur final.

2.2.8 Prise en compte des obligations fiscales, des coûts amont et des différences de couverture des années précédentes

Certains gestionnaires de réseau, notamment les services industriels ou techniques des administrations communales, ne sont pas soumis à des obligations fiscales. De plus, les coûts amont et les différences de couverture des années précédentes varient parfois considérablement. Certaines critiques soulignent que prendre en compte ces éléments fausserait les comparaisons.

Ce reproche est injustifié car les comparaisons des coûts du réseau ne tiennent compte ni des impôts, ni des coûts amont, ni des différences de couverture (cf. point 2.1.4).

En revanche, ces différences de coûts jouent un rôle certain au niveau des tarifs du réseau. En effet, au niveau des tarifs, les consommateurs finaux sont les premiers concernés car ce sont eux qui finalement payent les factures. Il est ainsi justifié que les tarifs tiennent compte de tous les coûts, y compris les coûts amont, les impôts et les différences de couverture.

Certains ont souhaité que la part des coûts amont non maîtrisables (selon form. 3.6 de la comptabilité analytique) apparaisse également. Cette valeur n'est toutefois pas évidente à interpréter et à comparer puisqu'elle dépend pour l'essentiel des niveaux de réseau que le gestionnaire exploite lui-même.

2.2.9 Sections de câbles et matériaux des câbles

Certains gestionnaires de réseau ont relevé que les comparaisons des coûts des lignes du réseau négligent les matériaux utilisés pour les câbles et sections de câbles posés ; ces deux éléments influenceraient directement les coûts et il faudrait éliminer ces facteurs dans la comparaison.

Cet argument est dans l'ensemble correct. Nos expériences et nos modèles de calcul montrent cependant que la majorité des coûts du réseau sont liés aux travaux d'ingénierie et de génie civil. Les matériaux utilisés et les sections de câbles influencent certes les coûts, mais dans un faible pourcentage. Ces deux éléments ne sauraient donc expliquer les différences de coûts de réseau parfois marquées entre les gestionnaires de réseau.

De plus, au niveau de la mise en pratique, il faut souligner les problèmes du manque de données auprès de l'ECom et de la difficulté d'organiser un relevé standard pertinent. Il n'est pas non plus certain que tous les gestionnaires de réseau disposent des informations nécessaires au niveau de détail requis.

C'est pourquoi nous renonçons à collecter ces données et en conséquence à corriger les coûts du réseau en fonction des sections et des matériaux utilisés pour les câbles.

2.2.10 Densité de câblage

Certains gestionnaires de réseau ont mentionné que des différences dans la densité de câblage pouvaient faire varier fortement les coûts et que la densité de câblage de chaque niveau de réseau devrait donc être publiée au titre de variable pouvant expliquer des différences.

Nous avons ainsi examiné si la densité de câblage pouvait servir d'explication aux différences de coûts. Il est apparu que 80 % des gestionnaires de réseau du NR7 présentaient une densité de câblage d'au moins 95 %. Seuls 80 gestionnaires, dont les trois quarts situés dans des régions de montagne, présentaient pour les NR 5 et 7 une densité inférieure à 80 %.

L'analyse a montré que la plupart des gestionnaires de réseau, notamment en dehors des régions de montagne, disposaient d'une densité de câblage élevée qui n'explique donc pas les différences de coûts parfois considérables. Nous renonçons ainsi à utiliser cet indicateur.

2.2.11 Valeurs extrêmes

Certains gestionnaires de réseau ont signalé que les petits gestionnaires de réseau disposant de peu de kilomètres de lignes tiraient la valeur médiane vers le bas. Selon eux, ces gestionnaires ne calculeraient ni ne répartiraient correctement leurs coûts.

Nous avons donc vérifié le NR5 dans cette optique. Nous avons identifié tous les gestionnaires de réseau comptant moins de 2 km de ligne puis nous avons écarté leurs coûts du réseau du calcul de la médiane correspondant. Il est apparu qu'en éliminant ces gestionnaires de réseau, la valeur médiane pour le NR5 descendait, au lieu de monter comme d'aucuns le supposaient. En procédant de même avec le NR7, nous n'avons trouvé aucun déplacement significatif de la valeur médiane.

Partant, nous ne modifions pas le calcul des médianes et prenons en considération tous les gestionnaires de réseau dont les valeurs sont positives.

3 Groupes de comparaison et calcul des valeurs médianes

3.1 Constitution des groupes

Il est pertinent de comparer les gestionnaires de réseau qui présentent les mêmes caractéristiques structurelles. C'est pourquoi des groupes de comparaison adéquats, basés sur des critères bien précis, ont été mis en place. Les gestionnaires de réseau sont en général regroupés en fonction de la densité d'urbanisation et de la densité énergétique. Ces critères sont appliqués ou non selon les indicateurs. En effet, pour les comparaisons des coûts et des tarifs du réseau, nous nous basons sur une combinaison des densités d'urbanisation et énergétique. En revanche, pour la constitution des groupes concernant la qualité de l'approvisionnement, seule la densité d'urbanisation est utilisée, conformément au document de branche Distribution Code. Nous avons totalement renoncé à constituer des groupes pour les tarifs de l'énergie, la diversité des produits et la qualité des prestations, la conformité (compliance), ainsi que pour la règle des 95 francs.

Rappelons à ce propos que les groupes concernent uniquement les gestionnaires de réseau de distribution qui approvisionnent des clients finaux sur le NR7, tous les autres gestionnaires ne sont pas regroupés. Nous tenons toutefois compte de leurs valeurs individuelles dans le calcul des valeurs médianes pour les comparaisons des coûts et des tarifs, mais ces valeurs sont pondérées uniquement du facteur 1 également dans les comparaisons de tarifs, (pour le détail du calcul des médianes, voir au point 3.2).

3.1.1 Densité d'urbanisation

Nous calculons la densité d'urbanisation à partir de la population résidante permanente par hectare de surface urbanisée dans la zone d'approvisionnement du gestionnaire de réseau. Nous avons donc utilisé le total des surfaces urbanisées et du nombre d'habitants de chaque commune approvisionnée par le gestionnaire de réseau. La valeur qui en résulte permet de déterminer l'affectation à une catégorie d'urbanisation. Les données de chaque commune approvisionnée proviennent des fichiers de saisie des tarifs 2018 remplis par les gestionnaires de réseau ; ces informations ne permettent toutefois pas de connaître le niveau d'approvisionnement d'une commune. Selon notre définition, une commune doit être prise en compte aussitôt qu'un gestionnaire de réseau approvisionne directement au moins 25 % de ses consommateurs finaux.

Vous trouverez sur notre site Internet toutes les informations concernant les communes approvisionnées (liste « Communes suisses et exploitants du réseau électrique responsables ») :

https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/prix-de-l_electricite/donnees-brutes-des-gestionnaires-suisses-de-reseau-de-distributi.html (état au 07.09.2018).

Les informations concernant le nombre d'habitants et la surface de la zone approvisionnée émanent de l'Office fédéral de la statistique :

Habitants (population résidante permanente, état au 31.12.2017) :

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/population.assetdetail.5886193.html>

Surface urbanisée (Statistique de la superficie 2004/09, colonne H ; état au 24.11.2016) :

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/espace-environnement/utilisation-couverture-sol/donnees-regionales/communes.assetdetail.1420942.html>.

Pour constituer les groupes de comparaison sur la base de la densité d'urbanisation, nous nous sommes basés sur le document Distribution Code DC publié par l'AES en 2014 (p. 42), en adaptant et fixant les limites comme suit :

- Densité d'urbanisation élevée (ville) : > 44 habitants / ha de surface urbanisée
- Densité d'urbanisation moyenne (zone suburbaine) : 25 - 44 habitants / ha de surface urbanisée

- Zone rurale (campagne) : < 25 habitants / ha de surface urbanisée
- Région de montagne (montagnes) : si zone rurale et région de montagne (OFS)
- Région touristique : si région de montagne et touristique (OFS)

L'attribution d'un gestionnaire de réseau à une région de montagne ou touristique se fait en trois étapes :

1. Seuls les gestionnaires de réseau du groupe zone rurale peuvent être attribués aux groupes région de montagne ou région touristique.

Chaque commune de la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau est contrôlée, puis on identifie les communes du groupe région de montagne (3 = Jura et 4 = Alpes ; colonne AD). Sur la base de la répartition effectuée par l'Office fédéral de la statistique (état au 26.06.2019) :

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/bases-statistiques/niveaux-geographiques.assetdetail.9046166.html>

Les communes du groupe région touristique sont ensuite identifiées à l'intérieur des régions de montagne (valeur = 5, catégorie : type de commune (9), colonne W).

2. Enfin, on calcule le pourcentage de population des communes du groupe régions de montagne par rapport à la population totale de la zone d'approvisionnement du gestionnaire de réseau. Si ce pourcentage est supérieur à 50 %, le gestionnaire de réseau est alors affecté au groupe région de montagne. On procède de la même manière pour délimiter les groupes régions touristiques au sein des régions de montagne.

Par rapport à l'année précédente, la répartition dans les groupes peut varier en raison notamment de la croissance démographique, du nouveau mesurage des surfaces urbanisées ou des fusions de communes dans la zone d'approvisionnement. De même, la fusion avec un autre gestionnaire de réseau peut changer la répartition.

3.1.2 Répartition manuelle en fonction de la densité d'urbanisation

La répartition en fonction de la densité d'urbanisation se base sur le nombre d'habitants et sur les surfaces urbanisées de l'OFS. Il n'est pas possible de tenir compte des données cantonales ou communales pour calculer la densité d'urbanisation.

Lors des tests, nous avons constaté que notre définition de la densité d'urbanisation pouvait, dans de rares cas, conduire à une attribution non pertinente à un groupe de comparaison. Prenons l'exemple d'un petit gestionnaire de réseau approvisionnant un hameau isolé. Ce hameau appartient à une grande commune qui est attribuée, selon notre définition, à la catégorie densité d'urbanisation moyenne. Le petit gestionnaire relève donc de cette catégorie alors qu'il n'approvisionne qu'une partie marginale des habitants de la commune résidant dans un secteur (essentiellement rural) de la commune. À sa demande, nous l'avons déplacé dans la catégorie « zone rurale ». Dans la présente phase, nous n'avons déplacé manuellement que ce gestionnaire.

Lorsqu'un gestionnaire a l'impression qu'il ne se trouve pas dans le bon groupe en raison de certaines particularités, il peut nous adresser par courriel une demande dûment motivée et documentée d'attribution à un autre groupe.

3.1.3 Densité énergétique

Nous recourons à la densité énergétique (MWh/km de ligne) comme critère supplémentaire d'attribution. Après consultation de la branche, nous avons fixé à 300 MWh/km la limite entre une densité énergétique élevée et une densité énergétique faible. Pour le calcul, nous avons utilisé les données suivantes tirées des fichiers de comptabilité analytique pour les tarifs 2018 :

$$\text{Densité énergétique} = \frac{\text{énergie soutirée NR 5+NR 6+NR 7 en MWh (formulaire 1.2)}}{\text{câbles et lignes aériennes NR 5+NR 7 en km (formulaire 2.1)}} \text{ [MWh/km]}$$

Ce calcul permet d'attribuer les gestionnaires de réseau de distribution à l'une ou l'autre des catégories de densité énergétique (élevée ou faible).

Comme l'année passée, nous utilisons les valeurs d'une seule année pour étayer nos calculs. C'est pourquoi il se peut que certains gestionnaires de réseau soient affectés à un nouveau groupe par rapport à l'année passée. En 2016, nous avons examiné s'il était plus adéquat d'utiliser la valeur annuelle 2014 ou une valeur moyenne calculée sur trois ans pour mesurer la valeur individuelle. Cela nous a permis de vérifier également s'il était possible d'éviter qu'un gestionnaire de réseau passe trop souvent d'une densité énergétique élevée à une densité énergétique faible, autrement dit qu'il franchisse continuellement la limite des 300 MWh/km (par le haut ou par le bas).

Contre toute attente, il s'est avéré que la prise en compte d'une seule année fournit des données plus fiables, en raison notamment d'un nombre d'erreurs moindre dans les données, d'une consommation d'électricité ayant tendance à baisser au cours du temps, de la croissance démographique ainsi que des fusions de gestionnaires de réseau. De plus, pour la période prise en compte, nous avons observé peu de changements chez les gestionnaires de réseau ce qui nous a décidés à procéder à une répartition entre densité énergétique élevée et densité énergétique faible sur la base des chiffres d'une seule année.

Nous allons observer l'évolution de cet indice. Des mesures correctrices pourront être prises à l'avenir si le besoin s'en fait sentir. Ainsi, certains gestionnaires de réseau pourront changer de groupe (soutirage élevé/faible) après une période de plusieurs années d'appartenance à un autre groupe.

3.1.4 Résultats de l'attribution aux groupes

Le recours à la densité d'urbanisation ainsi qu'à la densité énergétique permet de calculer dix groupes de comparaison. En raison de la petite taille de certains groupes, nous avons déplacé horizontalement les catégories « densité d'urbanisation élevée/densité énergétique faible » et « région touristique/densité énergétique élevée » dans les groupes de comparaison contigus. Nous aurions aussi pu déplacer ces deux groupes de manière verticale. Le déplacement horizontal nous permet toutefois de pondérer la densité énergétique à un niveau un peu plus élevé que la densité d'urbanisation. Il en résulte huit groupes de comparaison que nous utilisons pour comparer les coûts et les tarifs du réseau :

Nombre de gestionnaires de réseau par groupe de comparaison

Limite : 300 MWh/km	densité d'urbanisation élevée	densité d'urbanisation moyenne	zone rurale	région de montagne	région touristique
élevée	22	85	35	30	←(12)
faible	(7)→	110	148	143	38

Tableau 2 : Nombre de gestionnaires de réseau par groupe de comparaison pour les coûts et tarifs du réseau

Explications : 22 gestionnaires de réseau de distribution sont attribués au groupe de comparaison « densité d'urbanisation élevée/densité énergétique élevée ».

En ce qui concerne la qualité de l'approvisionnement et ses indicateurs SAIDI et SAIFI, nous nous référons à la densité d'urbanisation (avec approvisionnement des clients finaux sur le NR7). Toutefois, lorsqu'un gestionnaire de réseau sur le NR5 approvisionne au moins 25 % des clients finaux d'une commune, il se voit également attribué à un groupe. Cela débouche sur les groupes de comparaison suivants :

SAIDI/SAIFI

densité d'urbanisation élevée	densité d'urbanisation moyenne	zone rurale	région de montagne
16	43	8	21

Tableau 3 : Nombre de gestionnaires de réseau par groupe de comparaison pour les indices SAIDI/SAIFI.
Attention : Six gestionnaires de réseau n'ont pas été regroupés (pas de clients finaux sur le NR7).

Les gestionnaires de réseau ne sont par contre pas regroupés pour les indicateurs relatifs aux tarifs de l'énergie, à la diversité des produits et la qualité des prestations, à la conformité (compliance), ainsi qu'à la règle des 95 francs.

3.2 Calcul des valeurs médianes

En général, nous utilisons des valeurs médianes, sauf pour les indicateurs concernant la qualité de l'approvisionnement où nous avons recours à des valeurs moyennes. Les valeurs médianes calculées pour les comparaisons des coûts du réseau et des tarifs se basent sur les résultats individuels transmis par les gestionnaires de réseau. Les valeurs non plausibles sont exclues du calcul des médianes, notamment lorsque des quantités sont indiquées (p. ex. kilomètres) et les installations déclarées (activées), alors qu'il n'existe pas la moindre trace des coûts théoriques correspondants dans la comptabilité. En effet, ne pas déclarer de coûts théoriques n'est plausible que lorsqu'il n'y a pas d'activation des installations, c.-à-d. lorsque tous les investissements sont comptabilisés directement et entièrement dans les charges.

3.2.1 Valeurs médianes des comparaisons des tarifs

Nous pondérons les tarifs correspondants avec le nombre d'habitants de la zone d'approvisionnement du gestionnaire de réseau concerné (conformément aux indications données au point 3.1.1). En raison de cette pondération, les gestionnaires de réseau de grande taille pèsent davantage dans le calcul de la médiane. De la sorte, nous nous focalisons sur les clients finaux et la valeur médiane correspond aux clients finaux qui se situent exactement au milieu.

3.2.2 Valeurs médianes des comparaisons des coûts du réseau

Les médianes des coûts du réseau ne sont par contre pas pondérées par le nombre d'habitants, chaque gestionnaire de réseau pesant le même poids (facteur 1). De la sorte, l'accent est mis sur le gestionnaire de réseau et non sur le client final.

3.2.3 Influence sur la médiane des concessions avec une centrale électrique

Fin 2015, nous avons demandé, à l'aide d'un questionnaire, si les gestionnaires de réseau bénéficiaient de certains avantages en raison de contrats de concession avec des centrales électriques. Les consommateurs finaux des communes concédantes profitent en effet de tarifs de l'énergie ou de tarifs de réseau réduits. Étant donné que les tarifs dans les communes concédantes ne reflètent qu'une partie des coûts effectifs, les médianes sont calculées sans les gestionnaires de réseau qui appliquent des tarifs réduits.

Les calculs pour 2017 se basent sur le questionnaire de fin 2015. À partir de la comptabilité analytique pour les tarifs 2018, ces informations seront systématiquement collectées et prises en considération dans les calculs.

3.2.4 Catégories de résultats

Les valeurs individuelles obtenues sont comparées avec celles de tous les autres gestionnaires de réseau suisses ainsi que, pour certains indicateurs, avec ceux de votre groupe de comparaison (voir détails ci-dessus). En ce qui concerne les coûts et les tarifs, les valeurs de l'entreprise-type (médiane) définies pour l'indicateur correspondant servent de point de référence pour la comparaison. Les valeurs individuelles sont comparées à la médiane et présentées selon cinq catégories de comparaison. Dans le cas des tarifs, la catégorisation correspond à celle de notre calculateur de prix (www.prix-electricite.elcom.admin.ch). Dans le cas des coûts de réseau, la catégorisation est comprise dans une fourchette plus large que pour les tarifs. Le tableau suivant montre la catégorisation des tarifs et des coûts de réseau.

Tarifs: Valeur individuelle par rapport à la valeur médiane	< 85 %	85–95 %	95–105 %	105–115 %	> 115 %
Coûts du réseau: Valeur individuelle par rapport à la valeur médiane	< 70 %	70–90 %	90–110 %	110–130 %	> 130 %
Catégories de résultats	1	2	3	4	5

Tableau 3 : Catégories de résultats par rapport à la valeur médiane

3.3 Disponibilité de l'approvisionnement : SAIDI et SAIFI

Les données proviennent du formulaire « Interruption de l'approvisionnement » de l'EICOM et concernent les 94 plus grands gestionnaires de réseau en Suisse. Nous prenons en compte les coupures non planifiées et la totalité des coupures (minutes entières pour SAIDI) pour l'année considérée (2017) ainsi que la moyenne des huit années précédentes (2010-2017). Contrairement à la première phase de tests, les résultats de la disponibilité de l'approvisionnement ne sont plus attribués à des catégories (catégories 1 à 5). En raison de la répartition très inégale des résultats, nous ne procédons pas à une catégorisation sur la base des valeurs médianes ou moyennes. Ce calcul correspond aux rapports concernant la qualité de l'approvisionnement que l'EICOM publie chaque année : https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/securite-de-l_approvisionnement/qualite-de-l_approvisionnement.html .

L'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) indique la durée moyenne des coupures de courant affectant un consommateur final dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période de relevés. Il est aussi appelé « non-disponibilité moyenne du système ». L'indice SAIDI est calculé de la manière suivante :

$$SAIDI = \frac{\sum \text{nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure} \times \text{durée de la coupure}}{\text{nombre total de consommateurs finaux}}$$

L'indice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) indique la fréquence moyenne des coupures de courant affectant un consommateur final dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période de relevés. Il est aussi appelé « fréquence moyenne des coupures de courant ». L'indice SAIFI est calculé de la manière suivante :

$$SAIFI = \frac{\sum \text{nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure}}{\text{nombre total de consommateurs finaux}}$$

3.4 Coûts du réseau

Les données proviennent des formulaires 3.2 « Différence de couverture du réseau », 2.1 « Aperçu des installations », ainsi que 2.2 « Valeur historique effective » et 2.3 « Valeur historique synthétique »

de la **comptabilité analytique pour les tarifs 2019**. Les coûts du réseau sont calculés de la manière suivante (pour les NR 5, 6 et 7) :

- Coûts de capitaux (position 100)
- + Coûts d'exploitation (position 200)
- + Coûts pour la mesure et la transmission d'informations (position 500)
- + Coûts administratifs (position 600)
- Autres produits et revenus (position 900)
- = Total des coûts du réseau du niveau de réseau correspondant

Niveau de réseau 5

$$\frac{\text{Total des coûts du réseau du niveau de réseau 5 (sans coûts de capitaux des sous-stations)}}{\text{Câbles MT (NR5)+Lignes aériennes MT (NR5)}}, \text{ [CHF/km]}$$

Des sous-stations déclarées sur le NR5 peuvent entraîner des coûts de capitaux théoriques élevés que les gestionnaires de réseau ne supportent pas tous. Cela peut fausser les comparaisons. Depuis la troisième phase de tests, nous calculons l'indicateur des coûts du réseau pour le NR5 sans les coûts de capitaux théoriques liés aux sous-stations. Depuis l'année dernière, tous les gestionnaires de réseau qui remplissent une version complète de la comptabilité analytique sont pris en considération. Vous trouverez de plus amples informations au chap. 2.1.4.2.

Niveau de réseau 6

$$\frac{\text{Total des coûts du réseau du niveau de réseau 6}}{\text{Puissance stations transformatrices (NR6)+stations de transformation sur poteau (NR6)}}, \text{ [CHF/kVA]}$$

Niveau de réseau 7

$$\frac{\text{Total des coûts du réseau du niveau de réseau 7}}{\text{Câbles BT (NR7)+Câbles de raccordements clients finaux (NR7)+Lignes aériennes BT (NR7)}}, \text{ [CHF/km]}$$

Le calcul de la médiane des coûts du réseau n'est pas pondéré.

3.5 Tarifs du réseau et de l'énergie

Les données proviennent du fichier tarifaire de l'EiCom. Les tarifs correspondent aux profils de consommation C2, C4, C6, H2, H4 et H7 pour l'année 2019. Les profils C6 et H7 remplacent les profils C5 et H6 à partir de la 2^e phase de tests.

La raison de ce changement de profils de consommation est due à l'importance croissante des pompes à chaleur (H7) et à la plus grande représentativité du profil C6 par rapport au profil C5 selon les remarques transmises par les gestionnaires de réseau.

Pour calculer la médiane, les résultats de chaque gestionnaire de réseau sont pondérés à l'aide du nombre total d'habitants des zones d'approvisionnements respectives.

3.6 Diversité des produits et qualité des prestations

Fin 2015, nous avons soumis aux gestionnaires de réseau un questionnaire concernant la diversité des produits énergétiques et la qualité des prestations. Puis, en 2016, nous avons calculé et présenté les indicateurs ci-dessous (chap. 3.6.1 à **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). En 2017, faute de données actualisées, nous avons exceptionnellement renoncé à présenter ces indicateurs.

Plusieurs de ces données sont maintenant collectées de manière systématique dans la comptabilité analytique (à partir des tarifs 2018). Les indicateurs correspondants sont présentés dans les chapitres suivants.

3.6.1 Diversité des produits et possibilités de combinaison

Les résultats présentés correspondent aux informations communiquées par les gestionnaires de réseau concernant le nombre de produits énergétiques proposés avec différentes qualités écologiques ainsi que les possibilités de combinaison. Les possibilités de combinaison sont indiquées de manière binaire (oui/non). Dans le cas où un gestionnaire de réseau ne propose qu'un produit, mais répond positivement concernant une possibilité de combinaison, nous avons modifié sa réponse en « non ». D'autre part, nous indiquons également la répartition, en pourcentage, des réponses de l'ensemble des gestionnaires de réseau. Information sur les interruptions planifiées.

3.6.2 Informations concernant les interruptions planifiées

Les réponses concernant l'information fournie aux clients sont indiquées de manière binaire (oui/non). De plus, les pourcentages de répartition des réponses de l'ensemble des gestionnaires de réseau sont également communiqués.

3.6.3 Annonce préalable des coupures

La période (nombre de jours) séparant la coupure de son annonce varie énormément d'un gestionnaire de réseau à l'autre. Parfois, elle dépend aussi des groupes de clients et varie chez le même gestionnaire de réseau. Nous indiquons votre réponse en nombre de jours ouvrables et présentons la médiane de l'ensemble des gestionnaires de réseau.

3.7 Conformité (compliance) et règle des 95 francs

3.7.1 Fichiers de comptabilité analytique pour les tarifs 2019, fiches tarifaires 2019 et compte annuel 2017

Les fichiers de comptabilité analytique, les fiches tarifaires et les comptes annuels doivent être publiés au plus tard le 31 août, et être remis à cette date à l'EICOM (art. 7, al.7, et art. 10, OApEI). Nous vérifions que le délai a été respecté et que les formulaires correspondants ont été remplis conformément à la loi (oui/non).

3.7.2 Indicateur concernant la règle des 95 francs

La règle des 95 francs permet de vérifier que les « coûts de gestion, bénéfice inclus » (selon le formulaire 5.1 de la comptabilité analytique pour les tarifs de 2019) liés à la fourniture d'énergie en approvisionnement de base ne dépassent pas un montant de 95,00 francs par destinataire de factures (selon le formulaire 1.2). Cet indicateur est calculé comme suit :

$$\frac{\text{Coûts admin. et coûts de gestion} + \text{Autres coûts de la fourniture d'énergie} + \text{Bénéfice de la commercialisation}}{\text{Total de tous les destinataires de factures selon formulaire 1.2}}, [\text{CHF/destinataire}]$$

Du moment que la valeur est égale ou inférieure à 95,00 francs, la règle est respectée.

4 Renseignements

Pour toutes questions ou remarques concernant la régulation Sunshine, n'hésitez pas à nous contacter à l'adresse suivante : sunshine@elcom.admin.ch. Nous vous répondrons dans les meilleurs délais.