

Avis n°2020-AO-03 du 24 septembre 2020
sur un projet de loi du pays instituant un dispositif de solidarité dans
le domaine de l'électricité

L'Autorité polynésienne de la concurrence,

Vu la lettre du 20 août 2020 n° 5228/PR, reçue et enregistrée le 21 août 2020 sous le numéro 20/0007A, par laquelle le Président de la Polynésie française a saisi l'Autorité polynésienne de la concurrence, sur le fondement de l'article LP 620-2 du code de la concurrence, d'une demande d'avis sur le projet de loi du pays précisant le contenu des titres III et IV du code de l'énergie de la Polynésie française ;

Vu la lettre du 10 septembre 2020 n° 6013/PR, reçue et enregistrée le 16 septembre 2020, par laquelle le Président de la Polynésie française a autorisé l'Autorité à rendre son avis le 25 septembre 2020 ;

Vu le code de la concurrence, et notamment ses articles LP 620-1 et LP 620-2 ;

Vu le code de l'énergie de la Polynésie française ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Les rapporteurs, la rapporteure générale, le commissaire du gouvernement, les représentants du Ministère des finances, de l'économie, en charge de l'énergie, de la protection sociale généralisée et de la coordination de l'action gouvernementale et du service de l'énergie, le représentant du Syndicat pour la promotion des communes de la Polynésie française (SPCPF), les représentants de la société Électricité de Tahiti (EDT) et de la Société Airaro SAS entendus sur le fondement des dispositions de l'article LP 630-5 du code de la concurrence lors de la séance du 21 septembre 2020 ;

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations qui suivent :

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	4
I. CONSTATATIONS.....	4
A. LA DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE EN POLYNÉSIE FRANÇAISE.....	5
1. Les réseaux de distribution électrique en Polynésie française.....	5
2. L'évolution du cadre juridique ayant permis la mise en place d'une péréquation interne à EDT.....	7
a) Les délégations de service public dans le domaine de l'énergie en Polynésie française	7
b) L'évolution de la réglementation sur les institutions compétentes en matière d'énergie électrique en Polynésie française et ses conséquences.....	7
c) L'existence d'un mécanisme de péréquation interne à EDT.....	9
B. LE PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS À EXAMEN.....	10
1. Un dispositif de solidarité réglementaire, facultatif, en vigueur pour dix ans.....	10
2. L'instauration d'une compensation de péréquation à destination des réseaux déficitaires	11
3. Une compensation calculée différemment pour les petits et les grands réseaux, et adossée à la collecte d'une taxe sur l'ensemble des usagers	12
II. ANALYSE CONCURRENTIELLE.....	14
A. LA GRILLE D'ANALYSE DU PROJET.....	14
B. L'APPRÉCIATION DES MESURES ENVISAGÉES, AU REGARD DU BON FONCTIONNEMENT DE LA CONCURRENCE ET DE L'EFFICIENCE.....	18
1. la durée limitée du nouveau dispositif comporte des risques pour la concurrence	18
a) La limitation du délai des nouvelles concessions conjuguée à l'absence de caractère pérenne de la compensation peuvent être de nature à limiter la concurrence.....	18
i. Le texte comporte une double contrainte temporelle, l'une relative à la durée des nouvelles concessions, l'autre à la durée du dispositif de solidarité.....	18
ii. La limitation du dispositif à dix ans, de nature à dissuader les investissements des gestionnaires de réseau, entraîne un risque direct de restriction de la concurrence lors des appels à candidature	19
iii. La limitation du dispositif à dix ans entraîne un risque indirect de restriction de la concurrence au stade de la production d'électricité	19
b) Développer la concurrence suppose d'améliorer l'architecture temporelle du projet.....	21
2. Le caractère non révisable et les modalités de calcul de la compensation n'encouragent pas l'efficacité de gestion en l'état actuel du projet.....	22
a) Un montant fixe pour dix ans déterminé selon une méthode peu incitative à l'efficacité de gestion	22
b) Les règles de détermination du montant de la compensation ne favorisent pas davantage les gains de productivité	23
i. Des modalités de calcul qui n'incitent pas à accroître la productivité.....	23
ii. Des formulations inexactes ou discutables dans le projet de délibération	24

c) La possibilité d'améliorer le dispositif en exigeant des contreparties à la compensation sous le contrôle du service des énergies	24
3. La subordination de la compensation au respect de tarifs réglementés n'encourage ni la maîtrise des coûts, ni l'émergence d'offres concurrentes.....	25
a) La fixation de tarifs plafond garantit l'application de tarifs relativement homogènes entre les différentes îles polynésiennes	25
b) La majoration de tarif autorisée de 20 % est accordée sans contrepartie.....	26
c) La formule retenue ne favorise pas l'émergence d'offres de production concurrentes.....	26
4. Une question en suspens : la mutualisation des réseaux, de nature à permettre des économies d'échelle et à développer la concurrence	27
CONCLUSION	30
LISTE DES RECOMMANDATIONS	31

INTRODUCTION

1. Par courrier du 20 août 2020, reçu le lendemain et enregistré sous le numéro 20/0007A, le Président de la Polynésie française a saisi l’Autorité polynésienne de la concurrence, sur le fondement du I de l’article LP 620-2-3° du code de la concurrence, pour avis sur le projet de loi du pays instituant un dispositif de solidarité dans le domaine de l’électricité.
2. L’article LP 620-2 (§ I) du code de la concurrence dispose que : « L’Autorité est obligatoirement consultée par le Président de la Polynésie française de tout projet de loi du pays ou tout projet de délibération, et par le président de l’Assemblée de la Polynésie française sur toute proposition de loi du pays ou de délibération qui institue un régime nouveau ayant pour effet : (...) 3° d’imposer des pratiques uniformes en matière de prix ou des conditions de vente. »
3. Cet article (§ II) prévoit en outre que l’Autorité doit se prononcer dans un délai d’un mois à compter de la saisine, sauf octroi d’un délai supplémentaire, demandé et accordé en l’espèce, portant au 25 septembre 2020 la date à laquelle l’Autorité polynésienne de la concurrence doit rendre son avis. Au cours de l’instruction, les représentants du ministère de la modernisation de l’administration, en charge de l’énergie et du numérique (ci-après « MAE »), du syndicat pour la promotion des communes de Polynésie française (ci-après « SPCPF »), de la société Électricité de Tahiti (ci-après « EDT »), de la société Airaro ainsi que M. Jean-Paul Nazaire, consultant, ont été entendus par les rapporteurs.
4. L’objectif du projet soumis à examen est de favoriser « un accès égal au service public de l’électricité pour les usagers de la Polynésie française par l’application d’un prix de référence de l’électricité défini par le pays.¹ » Pour ce faire, le projet de texte prévoit la mise en place d’un dispositif de solidarité dans le domaine de l’électricité en Polynésie française. Après une présentation du texte (I), le présent avis s’attachera à mesurer les effets concurrentiels de ce régime nouveau (II).

I. CONSTATATIONS

5. Le projet de loi du pays soumis à examen constitue la troisième étape de la codification du cadre réglementaire de l’énergie de la Polynésie française, après les titres I et II, puis les titres III et IV sur lesquels l’Autorité a été consultée respectivement en 2018 et en 2020². A terme, les dispositions dudit projet relatives à l’instauration d’un dispositif de solidarité dans le domaine de l’électricité constitueront une partie du titre V du code de l’énergie, aux côtés d’autres éléments relatifs notamment au prix de l’énergie.
6. Ce projet intervient après plusieurs tentatives infructueuses d’instaurer un dispositif de solidarité à l’échelle de la Polynésie française, au moins depuis 2015. Le présent avis reviendra rapidement sur ces projets successifs jusqu’ici inaboutis, après avoir dressé le panorama des réseaux de distribution électrique en Polynésie française et présenté le mécanisme de péréquation contractuel actuellement en vigueur. Cette partie s’achèvera ensuite par une présentation des dispositions du projet de texte.

¹ Exposé des motifs, p.1.

² Voir les avis 2018-AO-03 du 10 août 2018 et 2020-AO-02 du 3 septembre 2020.

A. LA DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE EN POLYNÉSIE FRANÇAISE

1. LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE EN POLYNÉSIE FRANÇAISE

7. La distribution électrique constitue la partie aval de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité³ dans la mesure où les réseaux de distribution électrique acheminent l'énergie électrique vers les consommateurs finals, qu'il s'agisse d'électricité moyenne tension (clients professionnels, PME-PMI) ou basse tension (ménages, TPE...). Non distinguée de l'activité de fourniture au consommateur final en Polynésie française, l'activité de distribution électrique constitue un service public, organisé soit par l'intervention directe de personnes publiques en régies (communes ou groupements de communes, pays) soit par un système de mise en concurrence régulière « pour le marché » *via* la mise en place et le renouvellement de concessions⁴ de distribution électrique⁵. Alors qu'à Tahiti, l'activité de transport de l'électricité est assurée par un acteur distinct, la TEP, dans les autres îles elle est intégrée à l'activité de distribution.
8. Selon le MAE, la Polynésie française compte 56 réseaux de distribution électrique⁶. 22 d'entre eux sont exploités sous le régime de la concession dans le cadre d'une délégation de service public⁷, les 34 restants prenant la forme d'une exploitation en régie (communale essentiellement⁸). Au total, quelque 600 GWh d'électricité sont consommés chaque année, avec une très grande disparité selon les réseaux. Ainsi, les deux concessions de Tahiti (Tahiti Nord et Secosud) représentent environ 80 % de la consommation électrique polynésienne (483 GWh), dont 70 % pour la seule concession de Tahiti Nord (427 GWh). Hors de Tahiti, les principaux réseaux de distribution se situent à Bora Bora (avec une consommation annuelle de 43 GWh), Moorea (avec 6500 abonnés et une consommation annuelle de 35 GWh), Uturoa (10 GWh) et Rangiroa (7,6 GWh).
9. EDT est titulaire de l'intégralité des concessions de distribution électrique en Polynésie française. Même si elles sont formellement des concessions de distribution, il est cependant à noter qu'elles intègrent fréquemment les moyens de production⁹.
10. Le tableau *infra* présente les modes d'exploitation du service public de l'électricité, par archipels et par îles ou communes principales, avec la date d'échéance de la concession le cas échéant :

³ Pour une description détaillée de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité en Polynésie française, voir avis 2018-AO-03 précité.

⁴ Dans le cadre des concessions, les investissements et l'exploitation sont assurés par le concessionnaire.

⁵ Il pourrait également s'agir d'affermages, où le concessionnaire n'assure que l'exploitation du réseau de distribution, les investissements étant pris en charge par le délégant, mais cette possibilité n'est pas utilisée actuellement en Polynésie française après l'échec de l'expérience de Makemo.

⁶ Entretien du 2 septembre 2020.

⁷ Une délégation de service public est un contrat par lequel une personne morale de droit public confie la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé, dont la rémunération est substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service (voir par exemple article LP 1 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics).

⁸ Un seul réseau est exploité sous la forme d'une régie gérée par le pays, celui de Makemo.

⁹ Sur ce sujet et ses implications concurrentielles, voir l'analyse concurrentielle. §77.

*Tableau simplifié des modes d'exploitation du service public de l'électricité,
par archipels et par îles ou communes principales*

Concessions (EDT)									
Îles du Vent		Îles Sous-le-Vent		Marquises		Tuamotu/Gambier		Australes	
Concession	Échéance	Concession	Échéance	Concession	Échéance	Concession	Échéance	Concession	Échéance
Tahiti Nord	2030	Bora Bora	2030	Hiva Oa	2021	Rangiroa	2021	Tubuai	2030
Tahiti Sud	2034	Huahine	2021	Nuku Hiva	2021	Hao	2030	Rurutu	2021
Moorea	2021	Maupiti	2030	Ua Pou	2021			Rimatara	2030
		Tahaa	2021	Ua Huka	2030			Raivavae	2030
		Taputapuatea	2021						
		Tumaraa	2021						
Régies communales									
Îles du Vent		Îles Sous-le-Vent		Marquises		Tuamotu/Gambier		Australes	
		Uturoa		Tahuata	Fatu Hiva	Anaa	Napuka	Rapa	
						Aruata	Nukutavake		
						Fakarava	Puka Puka		
						Fangatau	Reao		
						Hikueru	Takaraoa		
						Mangareva	Tatakoto		
						Manihi	Tureia		
Régies "pays"									
Îles du Vent		Îles Sous-le-Vent		Marquises		Tuamotu/Gambier		Australes	
						Makemo			

11. Parmi les dix-neuf concessions dévolues à EDT, dix devaient être remises en concurrence en 2020 mais ont fait l'objet d'une prolongation jusqu'en 2021, dans l'attente d'une réglementation organisant la péréquation à l'échelle de la Polynésie française. Elles seront donc remises en concurrence en septembre 2021.
12. En raisonnant en nombre d'abonnés, les concessions de distribution dont EDT est titulaire représentent environ 95 % du total, selon les données de l'Observatoire polynésien de l'énergie :

Usages	Nbr. Abonnés		dont EDT		% EDT	
	2017	2019	2017	2019	2017	2019
Basse tension	87 605	95 178	86 435	90 391	98,7%	95,0%
Haute tension (pro)	708	743	670	714	94,6%	96,1%
Cumul	88 313	95 921	87 105	91 105	98,6%	95,0%

13. Le seul affermage existant en Polynésie française concernait l'atoll de Makemo dans l'archipel des Tuamotu. Il a été transformé en régie « Pays » en 2019 en raison du placement en redressement judiciaire du fermier.

2. L'ÉVOLUTION DU CADRE JURIDIQUE AYANT PERMIS LA MISE EN PLACE D'UNE PÉRÉQUATION INTERNE À EDT

a) Les délégations de service public dans le domaine de l'énergie en Polynésie française

14. La distribution électrique constitue un service public en Polynésie française (*supra* § 7). Lorsque ce service est délégué à un opérateur privé¹⁰, sous forme de concession ou d'affermage, il est alors soumis à la réglementation instaurée par les lois du pays n° 2009-21 et 2009-22 du 7 décembre 2009 relatives au cadre réglementaire des délégations de service public dans le secteur de l'énergie. En particulier, s'agissant de sa comptabilité, l'opérateur délégataire du service public de l'énergie doit respecter les obligations comptables spécifiées par les arrêtés CM n° 2099 et 2100 du 17 décembre 2015, pris pour l'application des articles LP. 19 et LP. 22 des lois du pays précitées.
15. La procédure de passation des délégations impose une mise en concurrence des opérateurs (publicité préalable et information du public ; choix du délégataire par une commission de délégation de service public s'appuyant notamment sur un rapport d'analyse des différentes offres). Leur durée doit être limitée dans le temps et « *ne peut (...) dépasser la durée normale d'amortissement des installations mises en œuvre.*¹¹ » Elle ne peut être prolongée que pour des motifs d'intérêt général et pour une durée nécessairement inférieure ou égale à une année.
16. S'agissant du contrôle du délégataire par le délégant, le premier nommé doit remettre annuellement, avant le 1^{er} juin, un rapport à l'autorité délégante, comportant notamment une analyse de la qualité de service et les comptes retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public¹². Par ailleurs, le délégataire qui doit assumer le coût des investissements (y compris les renouvellements et les réparations), comme c'est le cas dans le cadre d'une concession, doit présenter au délégant un programme prévisionnel de travaux¹³. Enfin, à l'échéance du contrat de délégation de service public, le délégataire doit établir un inventaire détaillé du patrimoine du délégant et verser au délégant une somme correspondant au montant des travaux prévus et non réalisés¹⁴.
17. S'agissant enfin des obligations comptables, les arrêtés CM n° 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 précités prévoient l'établissement d'une comptabilité analytique distinguant les différentes activités de l'opérateur. Il s'agit en particulier de pouvoir identifier les activités qui entrent dans le périmètre de la délégation de service public, celles qui n'en font pas partie et les fonctions support servant à la fois aux activités principales du contrat de délégation (selon les cas : production, dispatching ou conduite du réseau, distribution et fourniture) et aux autres activités de l'entreprise.

b) L'évolution de la réglementation sur les institutions compétentes en matière d'énergie électrique en Polynésie française et ses conséquences

18. L'organisation de la distribution d'énergie électrique en Polynésie française résulte initialement de l'arrêté du 17 août 1911 signé par le Gouverneur des Établissements français

¹⁰ Il peut également être délégué à un opérateur public, même si ce cas de figure n'est pas présent en Polynésie française actuellement.

¹¹ Article LP. 14 de la loi du pays n° 2009-22 précitée.

¹² Article LP. 19 de la loi du pays n° 2009-22 précitée.

¹³ Article LP. 20 de la loi du pays n° 2009-22 précitée.

¹⁴ Article LP. 21 de la loi du pays n° 2009-22 précitée.

de l'Océanie. Il prévoyait que la compétence en matière de distribution électrique pouvait être exercée soit par les communes (par le biais de conventions de concessions communales pour tout projet limité au territoire de la commune) soit par le « Service Local » représenté par le gouverneur (par le biais de conventions de concession de distribution électrique pour des projets dépassant le territoire d'une seule commune).

19. Cet arrêté est resté en vigueur jusqu'à son abrogation le 9 septembre 1993 par la délibération n° 93-102 AT (article 105), en vertu du transfert de compétences aux autorités du Territoire opéré par la loi statutaire de 1984 dont l'article 2 énonce : « *les autorités du territoire sont compétentes dans toutes les matières qui ne sont pas réservées à l'État en vertu des dispositions de l'article 3 de la présente loi* », ce qui est le cas de la distribution électrique.
20. Pendant la période de validité de l'arrêté du 17 août 1911, le 27 septembre 1960, une première concession territoriale du service public de l'électricité¹⁵ a été accordée pour une durée de 40 ans par le gouverneur à la société « Établissements Émile Martin et Fils » et a été reprise par la société EDT lors de sa création en 1970. Elle a ensuite été prolongée deux fois, sans mise en concurrence : d'abord pour 20 ans (soit jusqu'en 2020) en 1990¹⁶, puis pour dix ans en 1999 (soit jusqu'en 2030)¹⁷.
21. Une convention entre le Territoire et EDT¹⁸, signée le même jour que l'avenant 7 (14 décembre 1990), prévoyait l'extension progressive du périmètre de cette concession territoriale à toute commune qui aurait souhaité y adhérer. Ce projet d'extension du périmètre de la concession Tahiti Nord se réalisait par le biais d'un abandon par les communes qui l'auraient souhaité de leur propre exercice du service public de distribution électrique. Cette même concession prévoyait aussi un dispositif de péréquation entre les communes non-adhérentes à Tahiti Nord et la concession Tahiti Nord, à travers la constitution d'un fonds de péréquation au bénéfice des premières, destiné à réduire le prix de leur électricité et constitué par une taxe à percevoir par EDT sur les abonnés des îles adhérentes autres que Tahiti¹⁹.
22. Toutefois, une nouvelle analyse relative aux institutions compétentes en matière d'énergie électrique est venue empêcher cette organisation. En effet, dans une note du 8 janvier 1991, le Haut-commissariat a fait valoir que, selon son interprétation des textes, les communes ne pouvaient pas abandonner leur compétence de production et de distribution publique de l'électricité en intégrant le périmètre de la concession Tahiti Nord. Celles-ci ont donc signé avec EDT des contrats de concessions communales indépendantes de Tahiti Nord.
23. Devant la pluralité des concessions communales ainsi créées et la particularité de leur équilibre financier propre, la même note du Haut-commissariat indiquait que « *l'équilibre financier de chaque concession doit être apprécié en prenant en compte les résultats de l'ensemble des concessions passées dans le cadre de la convention n° 90-1778 du 14 décembre 1990. La solidarité intercommunale est ainsi affirmée.* » C'est l'acte fondateur d'un système de péréquation entre concessions interne à EDT.
24. D'autres concessions communales sont ensuite venues s'ajouter au périmètre des concessions EDT, avec une vague en 1999, jusqu'à la concession de Raivavae, dernière en date, en 2008.

¹⁵ Concession dite « Tahiti Nord ».

¹⁶ Article 21 de l'avenant 7 à la convention initiale, qui proroge au 30 septembre 2020 l'échéance de la concession.

¹⁷ Convention du 6 décembre 1999 (constituant l'avenant 11 à la convention initiale) qui prolonge la durée de la concession jusqu'au 30 septembre 2030.

¹⁸ Convention Territoire-EDT n° 90-1778 du 14 décembre 1990.

¹⁹ Les abonnés de Tahiti s'acquittant déjà de la taxe du Fonds d'entraide des îles (« F.E.I. ») depuis 1984.

25. En 1993, l'abrogation de l'arrêté du 17 août 1911 a une nouvelle fois modifié l'analyse, les services de l'État reconnaissant dans une nouvelle note en 1999 que la compétence de l'énergie appartenait par défaut à la Polynésie française, eu égard à la loi statutaire de 1984 précitée. Ce revirement intervenait toutefois trop tard pour permettre une remise en question de l'organisation établie depuis 1991.
26. La loi organique de 2004 confirme la compétence de principe de la collectivité de la Polynésie française en matière d'énergie tout en continuant cependant à reconnaître, en son article 45, la compétence des communes l'exerçant déjà à la date de promulgation de la loi²⁰. Récemment, une dernière modification du statut d'autonomie de la Polynésie française a organisé une éventuelle rétrocession de leur compétence à la Polynésie par les communes²¹, cette possibilité étant reconnue à toutes les communes, y compris celles exerçant déjà la compétence de la distribution d'énergie à la date de promulgation de la loi.

c) L'existence d'un mécanisme de péréquation interne à EDT

27. L'existence d'une péréquation interne à EDT, entre ses différentes concessions, apparaît comme le produit d'une histoire dans laquelle les services de l'État et du pays ont également été parties prenantes.
28. À partir de 1991, les concessions signées entre les communes et EDT²² contiennent en effet des stipulations qui organisent la péréquation interne tout en garantissant un prix unique de l'électricité dans toutes les concessions. EDT s'engage à ne pas « *solliciter de l'autorité concédante de modification des modalités de tarification de l'énergie électrique (redevance transport comprise) ayant pour effet de créer des inégalités tarifaires entre les abonnés de la commune et ceux de Tahiti.* » Par conséquent, l'équilibre financier de chaque concession communale est apprécié « *en prenant en compte les résultats de l'ensemble des concessions passées dans le cadre de la convention n° 90-1778 du 14 décembre 1990 entre le Territoire et l'EDT et ceux de la concession de distribution publique d'énergie électrique n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiée.* »
29. En pratique, pour garantir à la fois l'équilibre financier de chacune des concessions hors Tahiti Nord et la tarification unique de l'électricité dans tout son périmètre, EDT opère des flux financiers entre Tahiti Nord, concession dont l'exploitation est excédentaire, et les concessions communales déficitaires. Bon an mal an, 5 à 6 F CFP/kWh sont prélevés sur les factures des abonnés de Tahiti Nord (ce qui vient donc augmenter le prix moyen de l'électricité d'autant) et sont reversés aux concessions communales. Seuls les abonnés de Tahiti Nord participent donc à la solidarité entre concessions. Ce dispositif correspond dans ses effets à une diminution du coût de l'électricité d'environ 19 F CFP/kWh dans les concessions EDT des îles, toutes choses égales par ailleurs. Ces flux financiers entre Tahiti Nord et les concessions communales représentent plus de 2 milliards F CFP chaque année, afin d'assurer l'équilibre global entre une concession dans laquelle le coût de revient moyen de l'électricité est bas (Tahiti Nord, 28 F CFP/kWh en 2016 en moyenne²³) et des concessions communales dont la taille ne permet pas la réalisation d'économies d'échelle, qui connaissent des coûts plus élevés (jusqu'à plus de 100 F CFP/kWh).
30. A cette organisation propre à EDT est venu s'ajouter un élément réglementaire à vocation générale. En effet, les communes des îles autres que Tahiti - que la distribution de l'électricité se réalise en régie communale, en concession EDT ou hors EDT - peuvent

²⁰ Loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 portant statut d'autonomie de la Polynésie française

²¹ Article 14 de la loi organique n° 2019-706 du 5 juillet 2019 portant modification du statut d'autonomie de la Polynésie française.

²² Elles sont également co-signées par la Polynésie française.

²³ Exposé des motifs, p.1.

bénéficiaire d'une détaxe sur les hydrocarbures utilisés dans le cadre de l'activité de production/distribution d'électricité. Ainsi, la délibération n° 90-121 AT du 13 décembre 1990 relative aux conditions d'usage et de livraison du gazole destiné à l'alimentation des centrales de production d'énergie électrique des îles autres que Tahiti, consommé par les exploitants de service public, met-elle en place un régime fiscal spécifique pour ces îles. Elle dispose en outre que le bénéfice de ce régime fiscal privilégié est assujéti « à un engagement de l'exploitant à pratiquer les prix, hors taxes communales, de l'énergie électrique en vigueur à Tahiti. »

31. En raison de sa généralité, ce dispositif réglementaire bénéficie aussi bien aux concessions du périmètre EDT, qu'aux exploitants du service public de l'électricité extérieurs à EDT. Cette exonération étant assujéti à la pratique du prix unique de l'électricité, les régies communales telles que Uturoa ou Fakarava ont donc la même grille tarifaire que Tahiti Nord, sans pour autant bénéficier de quelque dispositif de péréquation susceptible de compenser leurs coûts de production/distribution plus élevés.
32. Pour pallier cette inégalité, plusieurs projets relatifs à l'instauration d'un dispositif de péréquation réglementaire dans le domaine de l'électricité se sont succédés depuis 2015, tantôt portés par le ministère en charge de l'énergie (sous l'égide de Nuihou Laurey par exemple pour le projet initial de 2015, finalement retiré ; jusqu'au dernier projet en circulation en 2019), tantôt par des représentants à l'assemblée de la Polynésie française²⁴. Toutefois, pour des raisons diverses, ces projets sont tous restés inaboutis.

B. LE PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS À EXAMEN

33. Le projet de loi du pays soumis à l'examen de l'Autorité concerne précisément le dispositif de péréquation que le pays souhaite mettre en place dès 2021 dans le domaine de l'électricité pour tous les gestionnaires de réseaux souhaitant en bénéficier. La dénomination de « dispositif de solidarité » met l'accent sur les objectifs poursuivis par le législateur.
34. Le projet de loi du pays est accompagné d'un projet de délibération fixant la méthodologie de calcul de la compensation de péréquation dans le domaine de l'électricité ainsi qu'un exposé des motifs. Seules les dispositions susceptibles d'avoir une incidence sur l'organisation du marché et sur la concurrence sont décrites ci-dessous.

1. UN DISPOSITIF DE SOLIDARITÉ RÉGLEMENTAIRE, FACULTATIF, EN VIGUEUR POUR DIX ANS

35. L'objet du projet de loi du pays soumis à examen est d'instituer un dispositif de solidarité visant à favoriser un accès équitable au service public de l'électricité pour tous les usagers de la Polynésie française (article LP. 1). Il s'agit donc d'élargir à l'ensemble des réseaux (y compris ceux gérés en régie municipale) le système de péréquation qui, jusqu'à présent, n'était réservé qu'aux réseaux en délégation de service public concédés à la société EDT.

²⁴ Voir par exemple la proposition de loi du pays relative à l'instauration d'un mécanisme de péréquation portée par la représentante Tina Cross (Tavini Huirā'atira) en 2019. Cette proposition de loi du pays, que l'élue présentait comme permettant de mettre fin à une « rupture d'égalité face au service public de l'électricité entre Tahiti, Moorea et tous les autres archipels, surtout les communes qui sont hors du périmètre d'EDT » et favorisant l'ouverture à la concurrence « pour aller vers une vraie baisse des prix » n'a finalement pas été étudiée en commission (<https://www.radio1.pf/tina-cross-revient-a-la-charge-sur-la-perequation/>).

Ce sont ainsi toutes les communes qui, potentiellement, pourraient bénéficier d'une compensation de péréquation, contre seulement 21 auparavant²⁵.

36. L'article LP. 2 précise que l'adhésion à ce dispositif de solidarité n'est pas obligatoire et relève du libre choix des gestionnaires de réseaux. Ceux d'entre eux qui feront le choix, avec leur autorité déléguée, de ne pas adhérer au dispositif, seront libres de définir « *leurs propres tarifs de façon à équilibrer les produits et les charges du service public.*²⁶ » Les gestionnaires qui souhaiteront adhérer au dispositif au contraire devront s'engager, en contrepartie de leur adhésion, à pratiquer un prix de vente moyen pouvant être supérieur au maximum de 20% par rapport au prix de référence fixé par arrêté pris en conseil des ministres. Ce plafonnement des tarifs par rapport au prix de référence vise à permettre un accès équitable au service public de l'électricité pour les usagers de la Polynésie française, l'un des premiers objectifs du dispositif étant « *l'harmonisation tarifaire pour le plus grand nombre d'usagers.*²⁷ » Le prix de référence, présenté dans le projet de délibération, est déterminé à partir du prix de vente moyen hors taxe de l'électricité en Polynésie française en 2019 auquel s'ajoute une partie variable selon les évolutions du prix du gazole.
37. L'article LP. 3 précise que ce dispositif de solidarité ne sera en vigueur que pendant dix ans, en principe à compter du 1^{er} janvier 2021 jusqu'au 31 décembre 2030. La fixation d'une date butoir identique pour tous les gestionnaires de réseau adhérents répond à une volonté d'harmonisation des échéances de contrats des concessions existantes et l'année 2030 correspond à la date de fin de la concession de Tahiti Nord. Ainsi toutes les concessions, y compris celles qui seront renouvelées en 2021, prendront-elles fin au 31 décembre 2030²⁸, sauf à ne plus être éligibles au dispositif de solidarité prévu par le texte.
38. L'article LP. 4 prévoit la possibilité pour un gestionnaire non adhérent d'adhérer au dispositif de solidarité à tout moment pendant cette période, jusqu'en 2030.

2. L'INSTAURATION D'UNE COMPENSATION DE PÉREQUATION À DESTINATION DES RÉSEAUX DÉFICITAIRES

39. La mise en œuvre du dispositif de solidarité se traduit par la création, par voie de délibération de l'assemblée de Polynésie française, d'un compte d'affectation spéciale dénommé fonds de solidarité (article LP. 5).
40. Ce fonds de solidarité permettra le versement d'une compensation de péréquation aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ayant adhéré au dispositif de solidarité. Cette compensation est versée aux gestionnaires de réseaux dont l'exploitation est déficitaire, à concurrence de leurs besoins afin de couvrir les « *charges permettant une mise à niveau des systèmes électriques, s'agissant des réseaux pour lesquels l'application du prix de référence fixé par le conseil des ministres ne permet pas de dégager une juste rémunération, malgré une gestion efficiente du service public* ».
41. Les charges que la compensation de péréquation est censée couvrir sont « les charges liées à l'éloignement de l'île de Tahiti et à l'accessibilité ; les charges liées à la faible taille des réseaux ; les charges liées aux caractéristiques du réseau, notamment la dissémination

²⁵ Nombre de communes concernées par le périmètre des concessions EDT, hors Tahiti Nord., sur un total de 48 communes. Le périmètre des concessions EDT représente 95 % des abonnés au service public de l'électricité en Polynésie française (cf. *supra*, § 12)

²⁶ Exposé des motifs p. 2.

²⁷ Exposé des motifs, p. 2.

²⁸ Hormis celle du Secosud qui court jusqu'en 2034.

géographique des consommateurs ; les surcoûts d'achat ou de production de l'électricité, notamment ceux liés à l'achat des énergies renouvelables. »

42. Outre la condition relative à la date d'échéance de la concession, le bénéficiaire de la compensation de péréquation est assujéti au respect de certaines exigences. Premièrement, le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité doit « *établir et fournir annuellement au service en charge de l'énergie les éléments de la comptabilité appropriée aux délégations des services publics de l'électricité (...) ou les éléments comptables propres aux régies du service public industriel et commercial de l'électricité* » (article LP. 8). Ensuite, le gestionnaire de réseau doit pouvoir produire auprès du service des énergies (ci-après « SDE ») « *tout élément technique ou financier justifiant de la gestion efficiente du service public de l'électricité* » (article LP. 8). Enfin, il s'engage « *à veiller à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité du service public de distribution d'électricité afin de garantir un service efficient* » (article LP. 9). Cet engagement est formalisé dans le cadre de la signature d'une convention entre le gestionnaire du réseau et la Polynésie française, le délégant étant également partie à la convention dans le cas d'une délégation de service public²⁹.
43. En cas de non-respect des engagements énumérés *supra*, le versement de la compensation de péréquation est suspendu le temps que le gestionnaire régularise sa situation. Le versement reprend alors, sans effet rétroactif (article LP. 15).

3. UNE COMPENSATION CALCULÉE DIFFÉREMMENT POUR LES PETITS ET LES GRANDS RÉSEAUX, ET ADOSSÉE À LA COLLECTE D'UNE TAXE SUR L'ENSEMBLE DES USAGERS

44. Le montant de la compensation de péréquation est fixé pour dix ans et n'est pas révisable, sauf erreur dans les unités d'œuvre fournies, relevée dans un délai de 3 mois. Le calcul varie selon le type de réseau. La méthodologie de calcul fait l'objet d'un projet de délibération de l'assemblée de la Polynésie française, joint à la saisine du Président. Deux types de réseau sont distingués, selon leur taille : les « petits réseaux », dans lesquels le gestionnaire a distribué moins de 600 MWh en 2019, et les « grands réseaux », dans lesquels le gestionnaire a distribué plus de 600 MWh en 2019. Selon l'exposé des motifs, la Polynésie française compte ainsi 33 petits réseaux et 23 grands réseaux de distribution électrique³⁰.
45. Pour les petits réseaux, la compensation est égale à la somme de 4 termes : une part fixe, une part proportionnelle au nombre d'abonnés, une part proportionnelle à la consommation totale des abonnés professionnels et le montant prévisionnel de la taxe sur le périmètre du réseau. Tous les éléments sont calculés à partir des données de 2019. S'agissant des 3 premiers termes, le projet de délibération retient les valeurs suivantes : 5 M F CFP pour la part fixe, 80 000 F CFP/abonné pour le deuxième terme et 58 F CFP/kWh pour le troisième terme.
46. Pour les grands réseaux, « *le montant de la compensation de péréquation versée au gestionnaire de réseau est calculé comme étant la différence entre le chiffre d'affaires et les charges correspondant aux activités principales de la gestion de réseau*³¹. » Ces activités principales consistent en « *la production et l'acquisition d'électricité ; la conduite, la maintenance et l'exploitation du réseau électrique ; la gestion clientèle (hors relance et*

²⁹ Article LP. 10.

³⁰ Exposé des motifs, p. 8.

³¹ Article 3 du projet de délibération.

recouvrement)³². » En l'état du projet de délibération, le montant de la compensation est égal à la différence entre le chiffre d'affaires et les différentes charges prises en compte (dont le résultat prévisionnel normatif). Les valeurs prises en compte sont celles de l'année 2019, sauf pour les charges autres que celles liées à l'achat d'énergie pour lesquelles une moyenne des valeurs 2016-2018 est calculée³³.

47. Les ressources du fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité sont constituées par une taxe, collectée par les gestionnaires de réseaux auprès de leurs usagers. L'instauration de cette taxe est l'objet d'un projet de loi du pays distinct, portant modification du code des impôts, et qui n'est pas joint à la saisine du Président. En pratique, la taxe sera assise sur la consommation finale d'électricité, sous la forme de x F CFP/kWh consommé. Sa collecte s'effectuera en même temps que la facturation aux usagers, ce qui n'entraînera pas de coût pour les gestionnaires de réseau. Elle sera reversée par ces derniers, trimestriellement, à la direction des impôts et des contributions publiques (ci-après « DICP »). Selon les estimations réalisées, qui dépendent notamment beaucoup du nombre de gestionnaires de réseau adhérant au dispositif de solidarité, le montant de la taxe sera de quelques francs par kWh consommé. Si la péréquation interne à EDT repose sur une taxe due par les usagers de Tahiti Nord d'environ 6 F CFP/kWh, l'extension du périmètre de la solidarité couplée à l'élargissement de l'assiette de la taxe³⁴ devrait conduire selon une hypothèse haute³⁵ à une taxe d'environ 7 à 8 F CFP/kWh, soit un surcoût net de 1 à 2 F CFP/kWh par rapport au dispositif actuel³⁶. Cela représenterait au total un surcoût net de moins d'un milliard F CFP³⁷.

48. Pour synthétiser, le dispositif prévu par le projet de texte revêt la forme suivante :

³² *Ibid.* Ne sont donc pas pris en compte les charges liées aux raccordements au réseau électrique, les frais de relance et de recouvrement, les travaux vendus et immobilisés.

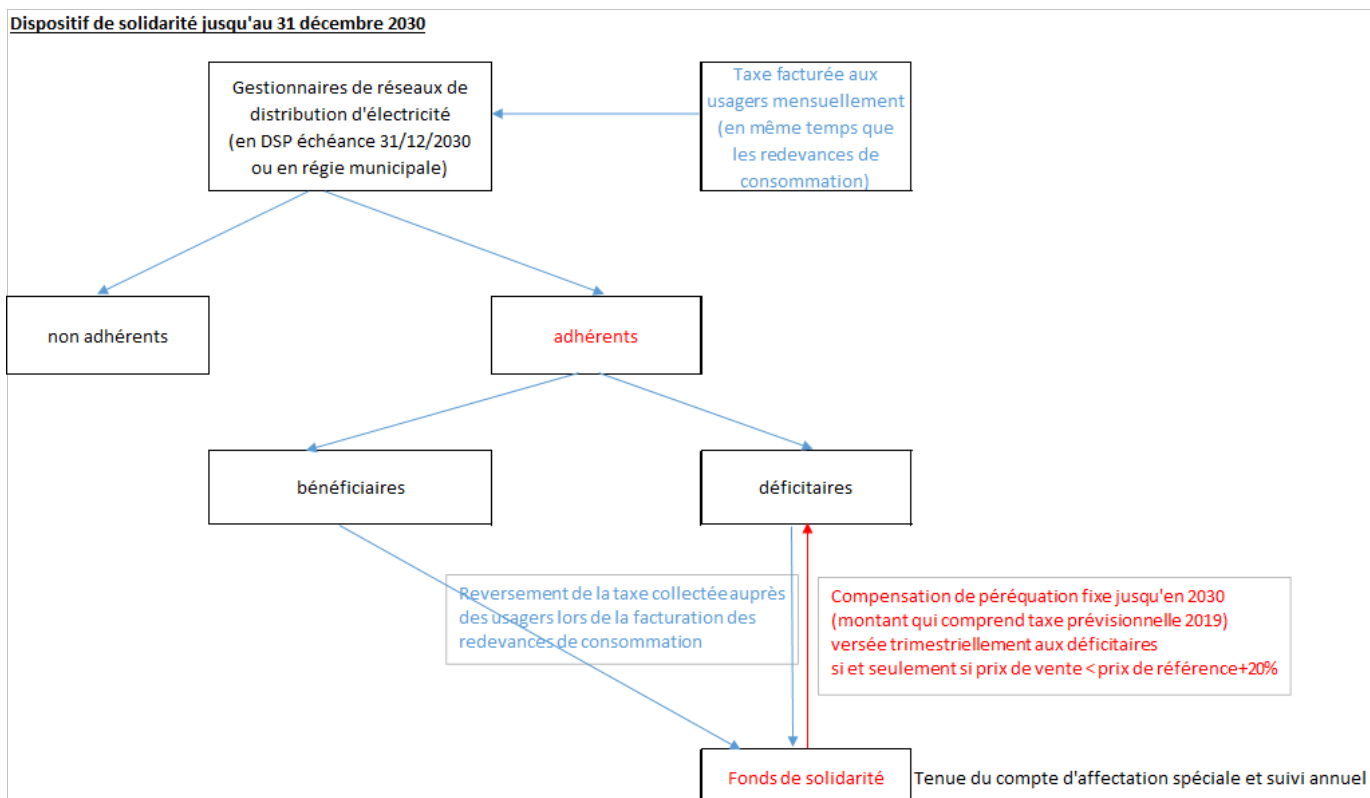
³³ Pour les grands réseaux qui ne sont pas soumis aux obligations de comptabilité appropriées présentées *supra*, les charges sont estimées selon une méthode mathématique (de type régression polynomiale). Seuls 3 réseaux sont concernés : Uturoa, Mangareva et Fakarava.

³⁴ Tous les usagers de Polynésie française sont redevables de la taxe, pour des raisons d'égalité face à l'impôt.

³⁵ Selon laquelle tous les gestionnaires de réseau adhèrent au dispositif. C'est une hypothèse crédible dans la mesure où les concessions hors Tahiti Nord et Secosud sont structurellement déficitaires.

³⁶ L'exposé des motifs avance un chiffre de 1,63 F CFP/kWh (p.6).

³⁷ Entre 860 M F CFP et 990 M F CFP selon l'exposé des motifs (p.6).



II. ANALYSE CONCURRENTIELLE

A. LA GRILLE D'ANALYSE DU PROJET

49. Lorsqu'elle est saisie pour avis sur un projet de texte, l'Autorité polynésienne de la concurrence s'attache à évaluer dans quelle mesure les dispositions de ce texte restreignent ou améliorent le fonctionnement concurrentiel du secteur. Comme cela a déjà été rappelé par l'Autorité à plusieurs occasions³⁸, « *un marché dont le fonctionnement est concurrentiel alloue de manière optimale les ressources disponibles, maximise le bien-être des consommateurs et stimule la compétitivité du secteur concerné, en favorisant l'innovation, la baisse des prix, la diversification de l'offre, et la hausse de la qualité des biens et des services. La concurrence est un facteur d'efficacité productive et allocative* ». Néanmoins, la concurrence ne constitue pas une fin en soi ; elle est un outil au service de cette efficacité économique.

50. Les textes normatifs répondent très fréquemment à des préoccupations d'intérêt général plus larges que la concurrence et dessinent une intervention des pouvoirs publics qui impacte le fonctionnement de l'économie. Le rôle de l'Autorité polynésienne de la concurrence est, dans ces circonstances, d'informer le gouvernement et l'assemblée de la Polynésie française des effets sur la concurrence de l'intervention publique envisagée, et de leur recommander

³⁸ Notamment dans le cadre des avis APC n° 2017-A-01 du 1^{er} août 2017 *sur le projet de loi du pays relatif à l'exercice de la plongée subaquatique de loisir* ; n° 2017-AO-03 du 4 juillet 2017 *sur les projets de loi du pays portant réglementation de la profession de médiateur foncier et de l'activité d'agent de transcription en Polynésie française* ; n° 2017-AO-02 du 19 juin 2017 *relatif au projet de loi du pays portant réglementation de l'activité de transport routier particulier avec chauffeur, au moyen de véhicules de moins de 10 places assises*.

le cas échéant, les mesures à prendre pour parvenir à concilier les objectifs d'intérêt général et l'efficacité économique.

51. Dans les industries de réseau, le fonctionnement de la concurrence n'est pas toujours possible, ou parfois seulement sur certains segments de la chaîne de valeur. Ainsi, dans le secteur de l'énergie électrique, la production peut être ouverte à la concurrence, mais les activités de transport et de distribution sont des monopoles naturels sur un territoire donné, c'est-à-dire des structures au sein desquelles l'importance des coûts fixes par rapport à la demande font qu'il est plus efficace de n'avoir qu'un seul offreur. L'existence d'un monopole naturel n'empêche cependant pas d'organiser une concurrence « pour le marché » entre les entreprises candidates éventuelles à l'exercice de cette activité en monopole pour une durée limitée dans le temps, à l'issue de laquelle la détention du monopole se trouve à nouveau remise en compétition.
52. Saisie sur des questions concernant de tels secteurs, l'Autorité polynésienne de la concurrence, n'étant pas elle-même l'agence de régulation de l'industrie de réseau, ne peut que fournir un avis sur les facteurs favorables ou les risques de frein à la concurrence sur les segments ouverts à celle-ci, discuter des formules les mieux adaptées à la mise en concurrence « pour le marché » sur les segments imposant un monopole naturel et fournir des recommandations sur l'articulation la plus efficace et la plus favorable aux consommateurs entre les segments ouverts à la concurrence et ceux devant rester en monopole.
53. La présente saisine porte sur la mise en place d'un dispositif de solidarité « visant à favoriser un accès équitable au service public de l'électricité pour les usagers » des différentes îles et zones territoriales de la Polynésie française. Le projet législatif et réglementaire vise par conséquent directement les activités de distribution de l'énergie électrique, reconnues en Polynésie française comme constituant le service public pour les usagers.
54. A l'origine du projet se trouve le constat de très fortes différences à la fois du côté des coûts et du côté de la demande des conditions de marché dans les différents réseaux de distribution d'électricité en Polynésie française, héritage à la fois de l'histoire du développement de l'énergie électrique dans le pays et de la géographie des archipels et des îles composant la Polynésie française. Pour des raisons évidentes de petite dimension et de conditions techniques difficiles, la production et la distribution de l'énergie électrique dans les petites îles de la Polynésie sont de nature à engendrer de forts écarts de prix du kWh, ou si l'on souhaite minimiser, voire supprimer, ces écarts de prix de conduire à des déficits importants des réseaux situés hors de Tahiti. La société EDT, tenue de garantir un prix uniforme dans ses différentes concessions avait mis en place un mécanisme de subventions croisées internes en surfacturant sensiblement le kWh sur la zone Tahiti Nord de façon à équilibrer ses pertes sur les concessions des petites îles. Le projet consiste en une généralisation du système au-delà des seules concessions d'EDT.
55. Ces projets de texte ont donc une visée avant tout sociale, d'harmonisation tarifaire entre les territoires. Concrètement, la compensation versée aux gestionnaires des réseaux de distribution électrique doit permettre de compenser les surcoûts induits par l'existence de réseaux de petite taille, afin que tous les usagers bénéficient d'un tarif du kWh d'électricité proche de celui pratiqué à Tahiti, qui est très inférieur au coût de revient des plus petits réseaux (jusqu'à 100 F CFP en moyenne contre 28 F CFP à Tahiti).
56. Pour autant, cette réforme n'est pas dépourvue de toute visée concurrentielle. Cet objectif figurait déjà dans le plan de transition énergétique 2015-2030 : « *un fond de péréquation mis en œuvre par le Pays permettra de favoriser la transparence des prix et d'assurer une équité de traitement entre tous les acteurs économiques souhaitant intervenir dans le secteur de l'énergie, notamment dans le cadre des appels à candidature qui seront lancés lors du renouvellement des concessions de service public de l'énergie* ». En effet, la

Commission de régulation de l'énergie (ci-après « CRE ») et la Chambre territoriale des comptes³⁹ (ci-après « CTC ») dans leurs rapports de 2015 et de 2017, avaient mis en évidence le fait que le dispositif actuel empêche l'émergence d'une concurrence dans la gestion des réseaux de distribution et de fourniture d'électricité. Cela tient en grande partie à la péréquation interne réalisée par EDT entre ses différentes concessions, dont les comptes sont regroupés et mutualisés, consistant principalement à faire financer par les clients du réseau de Tahiti Nord, (à raison de 5 à 6 F CFP par kWh) le déficit des autres concessions. Sans cela, elles ne pourraient structurellement pas proposer à leurs clients un coût du kWh d'électricité identique à celui offert à Tahiti. Il en résulte un avantage concurrentiel pour EDT puisque, à l'occasion du renouvellement d'une concession sur une île, cette péréquation lui permet de proposer au concédant une solution financièrement équilibrée, tout en pratiquant des tarifs identiques à ceux de Tahiti, le déficit étant en réalité absorbé par le bénéfice de la concession Tahiti Nord. Un nouvel entrant serait *a priori* incapable d'offrir un tel équilibre en réponse aux appels à candidature, et se verrait dans l'obligation de solliciter auprès du délégant le droit, soit de pratiquer des prix plus élevés, soit d'obtenir une subvention d'équilibre ou une rémunération importante pour le service rendu.

57. Le nouveau mécanisme est donc destiné à assurer directement, grâce à un fonds de solidarité financé par une taxe, le versement par le pays d'une compensation forfaitaire des surcoûts à chaque concessionnaire, sans mutualisation entre les différentes concessions. Il a pour objectif affirmé de mettre tous les candidats à la gestion d'un réseau de distribution sur un pied d'égalité (*level playing field*), condition *sine qua non* d'une concurrence effective.
58. Aussi, l'Autorité n'a pas d'objection de principe concernant ce nouveau dispositif. Il lui revient toutefois d'examiner plus en détail ses effets éventuels sur les conditions de fonctionnement de la concurrence, en premier lieu dans le segment directement impacté, c'est-à-dire celui des réseaux de distribution et de fourniture d'électricité, mais aussi dans le segment indirectement touché de la production où les enjeux concurrentiels sont plus importants encore.
59. A cet égard, on peut regretter que la conception du mécanisme de péréquation des tarifs ne soit pas mieux articulée avec les autres aspects du système de l'énergie électrique susceptibles de contribuer à réduire les écarts de coûts et de prix du kWh entre territoires de la Polynésie française. En effet, dans certains archipels et dans les petites îles, les aspects de production et de distribution de l'énergie électrique sont étroitement reliés, de telle sorte que les concessions portent généralement à la fois sur les deux segments d'activité. Ainsi les formules de compensation qui portent sur des taxes et subventions à l'intérieur du cadre de la distribution ont des effets sensibles sur les incitations à produire, à innover et à gérer en amont dans les activités de génération de l'électricité. Les surcoûts observés dans certains réseaux peuvent être liés à des insuffisances de performance dans la production, ou encore à un morcellement trop grand des réseaux de distribution eux-mêmes, occasionnant par conséquent des coûts excessifs de gestion. Une compensation trop facile de ces surcoûts peut avoir pour conséquence de freiner les incitations à la modernisation des activités de production et à la gestion optimale des réseaux de distribution. L'avis abordera certains de

³⁹ Commission de régulation de l'énergie, Mission relative aux prix et à la concurrence dans le secteur de l'électricité en Polynésie, 29/10/2015 : « ce système crée, de surcroît, une entrave à la concurrence, EDT disposant d'un avantage concurrentiel décisif lorsqu'elle se porte candidate à la reprise des concessions qu'elle ne détient pas encore ou pour la reconduction de celles dont elle est titulaire. En effet, elle est la seule à pouvoir imputer sur les bénéfices tirés de la concession Tahiti-Nord les pertes résultant de la reprise de concessions structurellement déficitaires ». Chambre territoriale des comptes, Rapport d'observations définitives, Collectivité de la Polynésie française (Politique de l'énergie), 2017 : « L'actuel système de péréquation est par essence inégalitaire. Il ne concerne que les concessions confiées à EDT-ENGIE, laissant à l'écart les autres concessions et régies. (...) La gestion des exploitations hors EDT-ENGIE sont en effet contraintes, par des coûts de production élevés, à un déficit structurel ou à des prix prohibitifs. Cette situation les pousse à négliger la maintenance des capacités de production, sauf à recevoir des subventions de la collectivité et de l'État (...) »

ces effets sur les conditions de la concurrence dans la production, ainsi que les questions concernant la taille optimale des réseaux de distribution.

60. Concernant le seul segment de la distribution, l’Autorité doit examiner si le dispositif de péréquation des tarifs est réellement apte à y faire émerger de la concurrence, alors qu’aujourd’hui, cette activité, lorsqu’elle n’est pas assurée en régie, relève en réalité d’un seul acteur, EDT. Plus précisément, il convient de s’assurer qu’il ne favorisera pas seulement une mise en concurrence « formelle » mais permettra réellement une émulation concurrentielle afin de parvenir plus efficacement aux résultats suivants :
- i. une baisse des coûts pour les clients (consommateurs), qui peut être obtenue notamment par la baisse des charges des gestionnaires de réseau, résultant d’une gestion efficiente⁴⁰, ou par un abaissement des coûts de production du kWh ;
 - ii. des conditions financières ou une qualité de service plus favorables pour les concédants (pays et communes), qui peut être obtenue par la baisse des charges des gestionnaires de réseau, résultant d’une gestion efficiente, et une plus grande concurrence lors des appels à candidature ;
 - iii. une amélioration qualitative du réseau (desserte plus étendue, meilleure sécurité du réseau, accroissement de la part des énergies renouvelables) qui peut être obtenue par une plus grande émulation concurrentielle des candidats à la gestion des réseaux et une plus grande visibilité sur la pérennité des investissements entrepris, notamment en matière de production.
61. L’enjeu principal est donc d’assurer une vraie concurrence à l’occasion des appels à candidature pour la gestion des réseaux de distribution électrique, notamment à court terme lors du renouvellement de dix concessions qui doit intervenir en septembre 2021⁴¹, ou à l’occasion éventuelle du transfert de la gestion à des délégataires de réseaux aujourd’hui gérés en régie. La difficulté est que plus le cahier des charges proposé par le concédant est exigeant et plus l’horizon temporel de la délégation est court, moins les concurrents sont nombreux, ce qui constitue un avantage pour le candidat sortant, en mesure d’imposer ses conditions.
62. Si par exemple le cahier des charges fixe des contraintes trop ambitieuses en matière de plafond tarifaire, de réalisation d’infrastructures ou de desserte, les candidats potentiels pourraient considérer que la rentabilité sera trop délicate à obtenir sur une concession donnée, au risque pour le concédant d’un appel à candidature infructueux, ou à tout le moins avec un nombre réduit de candidats. Inversement, un cahier des charges laissant davantage de latitude serait à même de susciter davantage de candidatures, avec une vraie concurrence sur les conditions techniques et financières de la concession, mais au risque d’un sous-investissement dans le réseau et de la pratique systématique de tarifs plafond, afin d’augmenter la rentabilité interne de la concession, au détriment de l’usager. De la même manière, plus l’horizon temporel de la délégation est court, moins les concurrents seront nombreux car elle rendra plus difficile un retour sur leurs investissements. Inversement, un cahier des charges à horizon long augmente la rentabilité interne.
63. On est donc face à des exigences contradictoires, les candidats souhaitant un cahier des charges minorant leurs charges tout en leur permettant de pratiquer les tarifs plafond, pour une durée longue, tandis que les souhaits des concédants sont inverses, puisqu’ils veulent favoriser les investissements tout en limitant les tarifs pour les usagers et en se laissant la

⁴⁰ Exposé des motifs, p. 6.

⁴¹ Sont concernées les concessions de Moorea, Huahine, Taputapuatea, Tumara'a, Taha'a, Rangiroa, Rurutu, Ua Pou, Hiva Oa et Nuku Hiva

possibilité de remplacer régulièrement un prestataire dont la prestation serait jugée insatisfaisante ou trop coûteuse.

64. C'est en tenant compte de tous ces éléments que l'Autorité a examiné si le projet soumis à son appréciation était de nature à assurer plus de concurrence pour la gestion des réseaux et a suggéré des modifications permettant d'atteindre le meilleur équilibre entre satisfaction d'un cahier des charges exigeant pour les concédants (en prix et en qualité) et rémunération satisfaisante des concessionnaires (afin de susciter des candidatures concurrentes).
65. Une remarque de principe s'impose avant de procéder plus en détail à l'examen des effets possible du projet sur le fonctionnement de la concurrence. Le mécanisme proposé dans le projet législatif et réglementaire consiste à taxer chaque kWh consommé en Polynésie française afin d'alimenter le fonds de solidarité d'où seront distribuées les subventions aux réseaux déficitaires. L'exposé des motifs précise que « le principe d'une taxe assise sur la consommation finale d'électricité a été retenu » car « il s'agit de l'option la plus naturelle pour le financement du dispositif, puisque le prélèvement est effectué sur le même périmètre que la redistribution ». D'autres considérations, telles que la stabilité des recettes annuelles attendues ou la facilité des prélèvements par l'intermédiaire des gestionnaires de réseaux, semblent avoir présidé à ce choix. Cependant, l'Autorité tient à souligner que ce mode de financement, s'il est en effet commode, risque de créer des distorsions économiques plus fortes et par conséquent un effet négatif sur le bien-être économique global, plus sensible qu'un mode de financement via le budget général du pays. Du point de vue de l'équité (notamment à l'égard des populations les plus défavorisées) et du point de vue de l'efficacité économique globale, un mécanisme de financement différent – tel que susmentionné – aurait pu être envisagé. Le choix de la taxation ayant été réalisé, il serait cependant possible de prévoir à l'avenir une évaluation comparée des effets de ces deux formes alternatives de politique publique, dans l'optique d'une éventuelle révision du système de péréquation.

B. L'APPRÉCIATION DES MESURES ENVISAGÉES, AU REGARD DU BON FONCTIONNEMENT DE LA CONCURRENCE ET DE L'EFFICIENCE

1. LA DURÉE LIMITÉE DU NOUVEAU DISPOSITIF COMPORTE DES RISQUES POUR LA CONCURRENCE

a) La limitation du délai des nouvelles concessions conjuguée à l'absence de caractère pérenne de la compensation peuvent être de nature à limiter la concurrence

i. *Le texte comporte une double contrainte temporelle, l'une relative à la durée des nouvelles concessions, l'autre à la durée du dispositif de solidarité*

66. La principale réserve exprimée par les personnes auditionnées au cours de l'instruction porte sur les deux dispositions qui limitent dans le temps le nouveau dispositif :
- l'article LP. 3 prévoit que « *le dispositif de solidarité entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et demeure en vigueur jusqu'au 31 décembre 2030* » ;
 - le deuxième alinéa de l'article LP. 7 prévoit que : « *Dans le cas de délégation de service public, tout nouveau contrat ou avenant de prolongation signé entre une autorité délégante et son délégataire, après l'entrée en vigueur du dispositif, doit avoir une échéance fixée au plus tard au 31 décembre 2030. À défaut, le gestionnaire du réseau n'est pas éligible au dispositif* ».

67. D'après les délégants et les délégataires, cette double limitation est susceptible de soulever plusieurs difficultés, non seulement à l'occasion de la passation des concessions de distribution, mais aussi en ce qui concerne le développement de nouvelles installations de production.

ii. ***La limitation du dispositif à dix ans, de nature à dissuader les investissements des gestionnaires de réseau, entraîne un risque direct de restriction de la concurrence lors des appels à candidature***

68. Lors de la conclusion des nouveaux contrats de concession, la durée maximale de dix ans prévue par le texte risque de pénaliser les investissements. En effet, ceux-ci ont le plus souvent une durée d'amortissement supérieure à dix ans et si les délégants prévoient de tels investissements dans leurs cahiers des charges, leurs appels à candidature risquent de demeurer infructueux, car aucun concessionnaire ne pourra s'engager à financer des investissements qu'il n'est pas sûr de gérer pendant toute leur durée d'amortissement. La conséquence pourrait donc être que ces nouvelles concessions se limitent, pendant les dix prochaines années, au simple entretien des réseaux existants, au détriment de la desserte de nouveaux secteurs, du renouvellement des réseaux et surtout du développement des énergies renouvelables, qui exigent des investissements importants, y compris sur le réseau de distribution, pour permettre une diversification des sources d'énergie et un raccordement des nouvelles installations. Dans ce contexte, la loi offre un avantage au concessionnaire sortant, puisque les concessions se borneront essentiellement à la prolongation de la gestion du réseau existant dont il a une meilleure connaissance. Au surplus, s'il était en situation d'être le seul candidat, il pourrait en profiter pour faire valoir ses exigences et limiter le risque financier porté par l'entreprise.

69. Ainsi, à titre d'exemple, la dernière concession conclue, pour le réseau du Secosud (Syndicat pour l'Électrification des Communes du Sud de Tahiti.), a été conclue pour une durée de 17 ans, de 2017 à 2034, bien supérieure à dix ans.

70. On pourrait objecter qu'il existe des mécanismes pour permettre la reprise en fin de contrat des immobilisations non amorties, grâce au droit d'entrée acquitté par l'éventuel nouveau délégataire ou à l'indemnité de fin de concession versée par le concédant. Mais ils ne seront pas nécessairement suffisants pour susciter des investissements allant au-delà du simple entretien courant, comme l'extension du réseau. De son côté, la commune ne pourra pas non plus s'engager sur le financement de ces investissements à l'occasion des futurs contrats, puisque la compensation elle-même n'est prévue que pour dix ans.

iii. ***La limitation du dispositif à dix ans entraîne un risque indirect de restriction de la concurrence au stade de la production d'électricité***

71. Bien que le dispositif de solidarité concerne la distribution, la limitation du dispositif à dix ans pourrait également avoir un effet dissuasif des investissements au stade de la production, notamment en ce qui concerne les projets liés au développement des énergies renouvelables. Certes, ceux-ci n'ont pas vocation à être compensés par ce fonds. Le code de l'énergie polynésien prévoit en effet une segmentation du secteur de l'électricité, et si la distribution est un service public, géré soit en régie, soit sous la forme d'une délégation de service public, le secteur de la production est libre et soumis à la concurrence. Dès lors, les installations de production d'électricité (par des énergies renouvelables ou autres) ont vocation à être initiées et financées par le secteur privé, même si elles peuvent également bénéficier d'aides publiques.

72. Pourtant la distinction production/distribution doit être relativisée. En Polynésie française, aujourd'hui, la plupart des concessions existantes, en dehors de Tahiti, ne se limitent pas à la distribution. Elles englobent en réalité le secteur de la production, qui est très majoritairement assuré par des centrales thermiques appartenant à EDT et qu'elle gère en

qualité de distributeur. Les contrats sont d'ailleurs parfois explicitement intitulés contrats « de distribution et de production », comme celui de Bora Bora. Et même quand le contrat se présente comme organisant la seule distribution, une grande partie des dépenses des distributeurs relèvent de la production. Il demeure d'ailleurs illusoire de dissocier tout à fait ces deux activités dans les îles autres que Tahiti, d'une part pour des raisons historiques de confusion des fonctions avec un gestionnaire unique, même si, désormais, la comptabilité se doit d'être séparée et, d'autre part, parce qu'il y a sans doute des gains d'efficacité à gérer en même temps ces deux activités. Comme l'indiquait la CTC dans son rapport de 2017 : « *L'intégration production-distribution (...) constitue le cœur du contrat de concession* ».

73. En toute hypothèse, la limitation de durée est de nature à freiner les investissements dans la production électrique par des énergies renouvelables. Concrètement, si l'on prend l'exemple d'une ferme solaire, celle-ci devrait être d'après ses promoteurs en mesure de fournir pendant au moins 25 ans, une énergie à un coût moindre qu'une installation thermique (entre 15 et 25 F CFP par kWh, selon la taille, l'emplacement et le coût de raccordement), avec en outre un risque bien moindre. En effet, la ressource solaire n'est pas payante, à la différence des hydrocarbures dont le cours est en outre soumis à des variations. Si l'on reprend les valeurs de 2019, retenues par la délibération (0,28 litre de gazole pour produire 1 kWh et une valeur de 74,8 F CFP par litre, soit un coût pour la seule énergie primaire de 20 F CFP par kWh thermique), la production d'un MWh d'énergie solaire permettrait d'économiser 20 000 F CFP de fuel par an. Toutefois, pour un investissement de 200 M F CFP pour 1MW de puissance, à même de produire 1000 MWh par an (production estimée pour un ensoleillement moyen), c'est seulement au terme de la dixième année après la mise en service que les économies sont effectives. Les *business plan* sont donc en général prévus sur une durée de 15 à 20 ans, qui s'ajoutent aux délais liés aux études préalables et à l'obtention des autorisations nécessaires, qui peuvent prendre plusieurs mois ou années. Concrètement, pendant les premières années, le gain de production et d'usage de l'installation photovoltaïque n'est pas en mesure de couvrir le coût de l'investissement et l'opération n'est équilibrée qu'au terme de ce délai.
74. Certes, en théorie, les délégations de service public des installations qui participent à la « puissance garantie »⁴² feront l'objet de contrats distincts, ayant leur propre équilibre économique, et qui pourront avoir une durée de vie plus longue que les concessions de distribution. Les installations d'énergie renouvelable (biomasse aux Marquises ou photovoltaïques aux Tuamotu) relèvent d'investisseurs privés et peuvent faire l'objet de financements *ad hoc* éventuellement soutenus par le pays, l'État ou l'Union européenne par exemple, sous forme de défiscalisation, garantie d'emprunt ou subvention. Toutefois, en l'absence de toute référence dans le texte, les incertitudes sur le financement public de ces investissements sont fortement dissuasives. Et même dans le cas où les installations de production seraient financées indépendamment de la gestion du réseau, en l'absence de garantie sur la pérennité des financements publics de la distribution au-delà de 2030, les communes ou leurs concessionnaires, qui acquièrent cette électricité, pourraient être réticents à s'engager sur de tels investissements. Ceci est d'autant plus vrai que les distributeurs ont l'obligation de procéder à l'achat de la production électrique d'origine renouvelable à un prix réglementé, fixé par arrêté en Conseil des ministres, selon des critères peu précis⁴³. Les investisseurs privés intéressés pourraient, pour leur part, avoir des

⁴² Ce qui sera très certainement le cas de la plupart des centrales thermiques des îles.

⁴³ Code de l'énergie, article LP 111-7 : « *Les prix d'achat du kilowattheure de productions électriques d'origine renouvelable injectées dans les réseaux de transport ou de distribution sont fixés en fonction des critères suivants : / coût de revient de l'énergie produite ; / qualité de service rendu, dont notamment la garantie de puissance et la participation à la stabilité du réseau électrique ; / spécificités du site d'exploitation et caractéristiques intrinsèques du projet.* »

difficultés à trouver des financements notamment bancaires, dès lors que les bénéficiaires ne sont attendus qu'au terme d'une période d'investissement plus longue.

b) Développer la concurrence suppose d'améliorer l'architecture temporelle du projet

75. Ainsi que l'Autorité l'a régulièrement fait valoir, faute de concurrence « sur le marché », susciter des incitations à une certaine efficacité de gestion impose que les concessions puissent faire l'objet de remises en concurrence régulières entre gestionnaires potentiels, portant sur les conditions matérielles et financières de la délégation (concurrence « pour le marché »). De ce fait, le monopole, d'une durée limitée dans le temps, est remis en cause à chaque renouvellement du contrat. L'efficacité concurrentielle d'un tel dispositif est d'autant plus grande que la durée de la délégation est courte. Toutefois, il faut tenir compte de l'importance et de la durée d'amortissement des investissements. Dans son avis⁴⁴ n° 2020-AO-02 du 3 septembre 2020 déjà, l'Autorité a préconisé pour la concession de transport de Tahiti une durée de concession de trente ans. Cette île est sans doute caractérisée par des infrastructures plus importantes que dans la plupart des autres îles, ce qui justifie des durées d'amortissement appropriées. Il demeure que la limitation à dix ans de la durée de toutes les concessions, sans tenir compte des situations concrètes, semble finalement peu propice au développement de la concurrence.
76. Une piste alternative consisterait à prévoir une propriété publique des ouvrages, qui faciliterait une remise en concurrence plus fréquente et le changement des attributaires, chargés uniquement de la gestion et de l'exploitation. Le régime de la concession serait ainsi remplacé par celui de l'affermage qui permet d'accroître les redevances financières annuelles versées par le délégataire à la collectivité. Le coût global des installations serait mieux maîtrisé grâce aux conditions d'emprunt privilégiées dont bénéficient les collectivités publiques. Toutefois, en raison des investissements importants nécessaires, cette solution n'est probablement pas à la portée de la plupart des communes, dont la capacité d'emprunt est d'ailleurs encadrée par les règles de la comptabilité publique locale.
77. Cette difficulté conduit à rester globalement dans le cadre du projet, tout en préconisant les aménagements suivants :
- acter le principe de la péréquation sans prévoir de limitation de durée, tout en conservant la date limite de 2030 pour réviser son montant et ses modalités de calculs;
 - conserver la limite temporelle à 2030 exclusivement pour le renouvellement des concessions existantes, et aligner la durée des nouvelles concessions sur la durée d'amortissement des investissements prévus (en général 15 à 20 ans) ;
 - prévoir explicitement de distinguer les activités de production et de distribution dans les concessions et indiquer que la compensation n'est pas exclusive d'éventuelles aides à la production ou aux investissements.
78. De tels aménagements n'empêcheraient pas une refonte du dispositif en 2030, date du renouvellement de dix concessions dont celle de Tahiti Nord, et ce laps de temps pourrait être mis à profit pour favoriser la mutualisation et le regroupement de communes à cette date (voir sur ce point le 4 de la présente partie).

⁴⁴ Avis n° 2020-AO-02 du 3 septembre 2020 sur le projet de loi du pays précisant le contenu des titres III et IV du code de l'énergie de la Polynésie française

Propositions :

1. Acter le principe de la péréquation sans indiquer de limitation de durée et ne prévoir qu'une révision des montants à l'horizon 2030.
2. Supprimer la limite temporelle à 2030 pour la conclusion de nouvelles concessions qui seraient alignées sur la durée d'amortissement des investissements prévus (en général 15 à 20 ans) et ne la conserver que pour le renouvellement des concessions existantes.
3. Distinguer les activités de production et de distribution dans les concessions et indiquer que la compensation n'est pas exclusive d'éventuelles aides à la production ou aux investissements.

2. LE CARACTÈRE NON RÉVISABLE ET LES MODALITÉS DE CALCUL DE LA COMPENSATION N'ENCOURAGENT PAS L'EFFICIENCE DE GESTION EN L'ÉTAT ACTUEL DU PROJET

a) Un montant fixe pour dix ans déterminé selon une méthode peu incitative à l'efficacité de gestion

79. Le montant de la compensation est fixé pour une durée de dix ans, du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2030. Il ne peut être modifié qu'au cours d'une courte période, dans les trois mois suivant la promulgation de la loi du pays, et uniquement en cas d'erreur initiale dans les données restituées ayant servi à en définir le montant (article LP. 12). Ensuite, aucune variation du montant n'est prévue.
80. Ce caractère forfaitaire a le mérite de la simplicité. Il offre de la visibilité, permet d'éviter de créer des effets d'aubaine et de limiter les effets inflationnistes, qui pourraient par exemple conduire certains bénéficiaires à ne pas se préoccuper du contrôle de leurs dépenses si celle-ci avaient vocation à être strictement compensées par le fonds.
81. En revanche, il ne comporte aucune incitation spécifique à la réalisation d'efforts de gestion pour réduire les coûts de fonctionnement et décourage sans doute les investissements de long terme, qui ne peuvent être compensés par un accroissement de l'enveloppe attribuée au titre du fonds, y compris s'ils vont dans le sens des orientations énergétiques du pays et sont de nature - à moyen terme - à réduire les coûts de l'électricité distribuée.
82. Le projet justifie la compensation en observant qu'une gestion efficiente du service public ne permet pas dans certains cas « *de dégager une juste rémunération* », (article LP. 5). La possibilité d'obtenir la compensation est présentée comme liée à une « *gestion efficiente* » dont la preuve peut être réclamée (art. LP. 8) et qui est censée correspondre à un véritable « *engagement* » du gestionnaire (art. LP. 9). Mais ces textes n'ont qu'une valeur incantatoire en l'absence de toute disposition concernant un contrôle de cette efficacité et sanctionnant le mauvais gestionnaire.
83. En effet, une fois le montant de la compensation arrêté, la seule sanction prévue par le projet consiste en une éventuelle suspension des versements (article LP. 15) uniquement dans le cas où le concessionnaire n'aurait pas respecté les plafonds tarifaires (obligation de l'article LP. 2) ou n'aurait pas fourni au service des énergies les données sollicitées (obligation de l'article LP. 8).
84. La compensation sera donc versée sans que la loi n'ait prévu aucune forme de contrepartie sur le terrain d'une gestion efficiente, ce qui est regrettable.
85. Dans le cas de l'exploitation d'un réseau en régie, l'article LP. 10 prévoit la conclusion de conventions bipartites (pays-commune dans le cas d'une gestion en régie) ou tripartites (pays-commune-déléataire dans le cas d'une DSP), qui doivent contenir les droits et

obligations des parties et les éventuelles sanctions La loi pourrait donc imposer que des contreparties à la subvention figurent dans les contrats au titre de l'efficience de la gestion.

86. Ces conventions pourraient par exemple prévoir des objectifs annuels de réduction des charges, dont l'atteinte serait une condition pour continuer à bénéficier du même montant de compensation. Elles pourraient également prévoir un plan d'investissement auquel serait subordonné le versement de la compensation. Évidemment, de telles dispositions supposent, pour être efficaces, un contrôle effectif par le co-contractant.
87. Dans le cas des concessions, la situation est plus délicate, Certes, il est possible de prévoir des incitations à une bonne gestion dans les contrats de concession entre les communes et leurs délégataires. Toutefois, le principe de libre-administration des communes empêche probablement de leur imposer des règles et seul le cadre général peut être fixé. Et même dans l'hypothèse où le cahier des charges prévoirait un retour des bénéfices à la collectivité concédante (le plus souvent une commune), cette ressource ne serait pas nécessairement affectée à de l'investissement, et pourrait servir à d'autres missions de compétence communale, qui seraient donc indirectement financées par cette compensation, dont ce n'est pas l'objet.

b) Les règles de détermination du montant de la compensation ne favorisent pas davantage les gains de productivité

i. Des modalités de calcul qui n'incitent pas à accroître la productivité

88. La détermination du montant de la compensation repose sur un principe dit de *cost plus*.
89. On retient les coûts réellement exposés par le gestionnaire de réseau pour les années 2016-2019 (selon les lignes) auxquels s'ajoute une rémunération considérée comme « *raisonnable* » des capitaux, assise sur le montant brut des immobilisations.
90. Une telle méthode présente des effets économiques bien connus : elle n'incite pas la firme concernée à réaliser des gains de productivité et à serrer ses coûts, puisque c'est *in fine* la collectivité qui les couvre. L'absence d'indexation pendant dix ans limite certes les effets négatifs, mais pendant un temps seulement.
91. Or, d'autres modalités de calcul existent, qui ne reposent pas sur des dépenses effectives mais attendues. Les charges peuvent par exemple être déterminées à partir des charges moyennes tous réseaux confondus, à partir des charges de la concession la plus efficace, ou à partir des charges exposées par un « opérateur efficace », c'est à dire un opérateur fictif qui gérerait au mieux l'actif. Certaines charges non spécifiques (frais de siège : ressources humaines, communication, comptabilité etc.) pourraient aussi être comparées avec les charges d'une entreprise polynésienne équivalente dans un autre secteur, afin de définir des dépenses moyennes. Ce sont de tels modèles qui sont par exemple retenus en matière de télécommunications, pour définir les coûts d'interconnexion entre opérateurs⁴⁵. Ces méthodes, qui fixent un plafond de dépenses à ne pas dépasser, peuvent en outre comprendre une composante incitative liée à l'évolution attendue de la productivité. C'est de ce fait l'opérateur seul qui supporte le coût d'une mauvaise gestion.
92. Dans son rapport de 2015, la CRE⁴⁶ indiquait ainsi, à propos des concessions d'EDT que :
« *La garantie de couverture des charges doit avoir pour contrepartie une régulation par le*

⁴⁵ Pour des développements sur ce point, voir l'avis de l'Autorité n° 2020-A-02 du 17 juin 2020 sur un projet de loi du pays portant modification du code des postes et télécommunications.

⁴⁶ CRE 2015 : « *Comme pour toute délégation de service public, l'encadrement des charges d'exploitation par l'autorité concédante est un exercice particulièrement complexe, en raison de l'asymétrie d'information à laquelle elle est confrontée.*

pays de leur évolution ». Elle proposait la mise en place d'une régulation par le pays de l'évolution des charges de type *price cap* (plafond de prix), ainsi qu'une validation préalable des investissements entrant dans le périmètre de la concession et pris en compte pour le calcul, afin d'assurer un contrôle de gestion du concessionnaire. Elle préconisait enfin, en situation d'asymétrie d'information, que « *l'évolution des charges d'exploitation [soit] encadrée par l'introduction d'une régulation incitative* ».

93. Ces préoccupations restent d'actualité dans le nouveau dispositif, même si le caractère forfaitaire de la compensation doit, au moins jusqu'en 2030, éviter le risque d'une dérive des coûts, en l'absence de compensation des nouvelles charges constatées. La question se posera à nouveau dans dix ans, si le dispositif est reconduit. Des effets d'aubaine pourraient notamment être recherchés par les concessionnaires, qui à l'approche de cette échéance pourraient pousser leurs coûts à la hausse, afin de s'assurer un niveau de compensation élevé pour la période suivante. Elle se posera également pour les délégants, à l'occasion de la rédaction des cahiers de charges et des appels à candidature pour les concessions.

ii. *Des formulations inexactes ou discutables dans le projet de délibération*

94. Bien que cela ne relève pas directement de l'analyse concurrentielle, l'Autorité a pu observer, en lien avec certaines interrogations soulevées par les acteurs rencontrés au cours de l'instruction de l'avis, que certains paramètres ou formulations pouvaient donner lieu à des interprétations erronées, voire risquaient de nuire à la bonne gestion des actifs.

95. En premier lieu, la formule utilisée pour le calcul de la compensation telle qu'elle est actuellement posée dans le projet de délibération est la suivante : [compensation = (chiffre d'affaires – charges)]. On pourrait objecter qu'une telle formulation devrait conduire stricto sensu à distribuer une compensation à un réseau dont les résultats sont excédentaires. Certes, l'article LP 5 de la loi précise bien qu'il s'agit d'une compensation destinée aux réseaux déficitaires. Afin d'éviter de déboucher sur une compensation exprimée par un nombre négatif, il serait bon d'ajouter dans la délibération qu'il s'agit d'un montant en valeur absolue.

96. En second lieu, s'agissant du résultat financier attribué aux gestionnaires de réseau, l'Autorité s'étonne qu'ait été retenu un taux de 1,6 % sur la « *valeur brute des immobilisations gérées par le gestionnaire du réseau* », plutôt que sur leur valeur nette comptable, ce qui pourrait conduire à pousser le gestionnaire à conserver dans l'inventaire de la concession, de manière artificielle, des équipements amortis de longue date, voire inutilisés, au détriment d'une bonne gestion de l'actif.

c) La possibilité d'améliorer le dispositif en exigeant des contreparties à la compensation sous le contrôle du service des énergies

97. L'exigence de contreparties suppose un contrôle par le régulateur, notamment par le service des énergies qui en a la compétence.

98. La loi pourrait ainsi prévoir des principes d'encadrement des charges et de contrôles, qui seraient ensuite déclinés au sein des conventions bipartites ou tripartites. Il convient de rappeler que de tels systèmes de versement selon les coûts exposés ne peuvent produire des

N'exerçant par le pouvoir de gestion, l'autorité concédante est généralement dans l'incapacité d'évaluer avec précision la trajectoire budgétaire optimale. / L'augmentation maximale des charges d'exploitation d'une année sur l'autre peut être établie par indexation en référence à des indicateurs pertinents compte-tenu de la nature des charges. Elle doit aussi intégrer un objectif de gain de productivité./ Par ailleurs, dans une situation d'asymétrie d'information, la mise en œuvre d'un principe de « régulation incitative » permet d'inciter l'opérateur à rechercher de lui-même, à travers un partage des gains avec le pays, des gains de productivité supérieurs à l'objectif qui lui aura été assigné. Cette approche repose sur un partage entre l'opérateur et le concédant des gains de productivité supérieurs à la trajectoire définie par indexation. »

effets positifs qu'à la condition qu'un contrôle fort soit mis en place, ce qui n'est pas toujours le cas et se heurte à des problèmes de moyens et à l'asymétrie d'information au profit du concessionnaire.

99. Une autre solution consisterait à prévoir une modulation de la compensation, avec un dispositif de type bonus-malus, tout en veillant ce que le système ne soit pas détourné.

100. Le texte pourrait prévoir :

- une minoration de la compensation exclusivement en cas de l'absence d'atteinte d'objectifs de réduction des charges ou d'investissements ;
- une majoration de la compensation exclusivement en cas d'atteinte de certains objectifs en matière d'investissement, notamment en matière de transition énergétique.

101. Enfin, afin d'éviter les effets d'aubaine et une envolée des charges à l'approche de l'échéance de 2030, il pourrait être d'ores et déjà envisagé que la détermination du montant de la compensation se fasse à cette échéance selon un modèle de charge différent, reprenant les coûts exposés par un opérateur efficient et valorisant les gains de productivité.

Propositions :

- 4.** Préciser dans la loi du pays le contenu des conventions et notamment les incitations à une meilleure gestion et la programmation des investissements.
- 5.** Prévoir dans la loi du pays des sanctions en cas de méconnaissance des contreparties prévues par ces conventions.
- 6.** Prévoir explicitement le contrôle des objectifs par le SDE.
- 7.** Prévoir une éventuelle modulation de la compensation, avec un dispositif de type bonus-malus, sous la forme suivante :
 - une minoration de la compensation en cas de l'absence d'atteinte d'objectifs de réduction des charges ou d'investissements ;
 - une majoration de la compensation en cas d'atteinte de certains objectifs en matière d'investissement, notamment en matière de transition énergétique.
- 8.** Prévoir dans le texte, à l'horizon 2030, la fixation du montant de la compensation par référence à un modèle de coût fondé sur les charges exposées par un opérateur efficient et valorisant les gains de productivité.

3. LA SUBORDINATION DE LA COMPENSATION AU RESPECT DE TARIFS RÉGLEMENTÉS N'ENCOURAGE NI LA MAITRISE DES COÛTS, NI L'ÉMERGENCE D'OFFRES CONCURRENTES

a) La fixation de tarifs plafond garantit l'application de tarifs relativement homogènes entre les différentes îles polynésiennes

102. Pour bénéficier de la compensation, les gestionnaires de réseau sont tenus de pratiquer des tarifs de l'électricité ne pouvant excéder de plus de 20 % le prix de référence fixé par arrêté pris en Conseil des ministres (art. LP. 2)⁴⁷. Le tarif de référence est fixé en Conseil des ministres selon une formule, qui, à partir des tarifs moyens de 2019, prévoit une

⁴⁷ En l'état de la rédaction du texte, la seule limite à la liberté de tarification du gestionnaire de réseau concerne les hausses de prix par rapport au prix de référence. Rien ne l'empêche de pratiquer de prix plus bas.

évolution liée aux seules variations du prix réglementé du gazole. Les tarifs appliqués en 2019 étant relativement homogènes et alignés sur ceux de la concession de Tahiti-Nord pour la plupart des réseaux, le tarif de référence devrait donc être relativement proche des tarifs aujourd'hui acquittés par les usagers, hors variations de cours des hydrocarbures.

103. Le tarif sera par ailleurs majoré du montant de la taxe affectée au financement du fonds de solidarité, estimée à 7 ou 8 F CFP par kWh, ce qui représente une augmentation modeste du prix, de 1 ou 2 F CFP par rapport au tarif actuel qui inclut la péréquation interne réalisée par EDT (le prix de facturation moyen du kWh étant de 36 F CFP). Cependant, rien ne garantit que ce tarif n'évoluera pas à l'avenir dans un sens défavorable à l'utilisateur.
104. Cette formule a l'avantage de la simplicité et elle est censée permettre d'atteindre l'objectif d'un prix relativement uniforme de l'électricité dans l'ensemble de la Polynésie française, hors les communes ayant choisi de ne pas adhérer au dispositif.

b) La majoration de tarif autorisée de 20 % est accordée sans contrepartie

105. L'application des tarifs constitue la seule recette des gestionnaires (communes ou concessionnaires) en dehors de la nouvelle compensation. On peut donc envisager que le prix plafond soit systématiquement appliqué, alors même que le montant de la compensation a été fixé en fonction des charges et des produits effectivement exposés ou perçus au cours des dernières années, ainsi que de la rémunération du gestionnaire (le résultat calculé). Par suite, en combinant un système de compensation et une possibilité de majorer les tarifs, les comptes de certains gestionnaires sont susceptibles d'afficher des excédents importants, de 20 % environ.
106. Cette manne devrait idéalement servir à financer des investissements, en matière de couverture du réseau, de modernisation ou de transition énergétique (accroissement de la part des énergies renouvelables), mais dans le projet soumis à l'analyse, aucune contrepartie n'est en réalité prévue.
107. Il a été exposé *supra* que des contreparties pourraient être prévues par les contrats de concession conclus par les communes, mais rien ne garantit ni que ces dernières soient en mesure d'imposer leurs vues et de peser sur les conditions financières accordées aux concessionnaires pour récupérer ces bénéfices (en tous cas en l'absence véritable concurrence entre les candidatures), ni que dans le cas où elles récupèrent ces surpluses, elles consacrent ces montants à des plans d'investissement ambitieux.
108. La loi du pays pourrait dès lors prévoir plus explicitement de subordonner les majorations de tarif à la réalisation d'investissements. En effet, puisque le résultat financier des gestionnaires de réseau⁴⁸ est déjà intégré au montant de la compensation, les majorations n'ont pas vocation à leur procurer une marge supplémentaire ou des ressources nouvelles sans bénéfice pour les communes.

c) La formule retenue ne favorise pas l'émergence d'offres de production concurrentes

109. Le plan de transition énergétique du pays et les grandes orientations du Code de l'énergie prévoient explicitement de porter la part de production électrique d'origine renouvelable à 50 % en 2020 et 75 % en 2030 (contre 30 % environ à ce jour). Concrètement, de tels objectifs nécessitent de développer rapidement des installations photovoltaïques, hydrauliques ou à partir de biomasse. D'après leurs promoteurs, ces

⁴⁸ Rappelons que ce résultat assure une rémunération raisonnable des capitaux.

projets seront en mesure une fois amortis de produire de l'électricité à un coût moins élevé, mais ils ne seront rentables qu'après plusieurs années. Les réseaux de distribution, souvent alimentés dans les îles par une unique centrale thermique, devront pour leur part s'adapter à la diversité des sources, ce qui exige là encore des investissements.

110. Or, le montant de la compensation est fixe et les prix de référence ne sont susceptibles d'évoluer qu'en fonction du prix des hydrocarbures, et plus particulièrement du gazole, abstraction faite des autres sources d'énergie utilisées (fuel à Tahiti, prix d'achat de l'électricité d'origine renouvelable) dont les prix peuvent être différents. Le coût de rachat de l'énergie d'origine renouvelable a ainsi été fixé par un arrêté n° 865 CM du 28 juin 2011 aux montants suivants, qui ont vocation à demeurer fixes une fois le contrat d'achat signé pour une durée fixée entre 20 et 35 ans selon les sources d'énergie.

<i>en F CFP</i>	Prix d'achat du kWh injecté sur le réseau public d'électricité	
	<i>Depuis le 1^{er} juillet 2011</i>	<i>De 2009 au 30 juin 2011</i>
Énergie hydraulique	12,06	
Énergie éolienne	14,5	
Énergie photovoltaïque (Tahiti)	15,98	De 35 à 45 selon la puissance des installations
Énergie photovoltaïque (îles autres que Tahiti)	23,64	

111. La formule pourrait donc être modifiée afin de tenir compte du « mix énergétique », en fonction du coût respectif de chacune des sources de l'électricité consommée et de la proportion utilisée.

Propositions :

9. Subordonner les majorations de tarifs (en conservant la limite de 20 %) à des contreparties précises et évaluables en matière d'investissement de couverture, de renouvellement ou de transition énergétique.
10. Intégrer dans la formule du prix de référence des éléments de nature à mieux prendre en compte la diversité des sources d'énergie et notamment la part des énergies renouvelables.

4. UNE QUESTION EN SUSPENS : LA MUTUALISATION DES RÉSEAUX, DE NATURE À PERMETTRE DES ÉCONOMIES D'ÉCHELLE ET À DÉVELOPPER LA CONCURRENCE

112. On a montré *supra* que les réseaux de distribution électrique en Polynésie française sont très hétérogènes en termes de taille et de coût de revient de l'électricité⁴⁹. Une corrélation négative peut être constatée entre la taille du réseau (mesuré en nombre d'abonnés, en volume d'énergie consommée ou en mètres linéaires de réseau de distribution) et le coût de revient moyen de l'électricité. Évidemment cette corrélation est liée à des économies en

⁴⁹ Le coût de revient intègre les coûts de production ou d'achat de l'électricité, ainsi que les coûts de distribution.

matière de production puisqu'il existe à ce niveau-là des effets d'échelle positifs. Cependant, des effets positifs d'échelle existent aussi au niveau des réseaux de distribution.

113. Le réseau principal, Tahiti Nord, est celui qui connaît les coûts de l'électricité les plus bas. Avec une consommation annuelle qui représente 70 % de la consommation totale de la Polynésie française, Tahiti Nord présente un coût moyen de revient de l'électricité de l'ordre de 28 F CFP/kWh⁵⁰, contre environ 33 F CFP/kWh pour la concession de distribution des communes du sud de Tahiti (ci-après « Secosud ») qui représente une consommation près de 8 fois inférieure⁵¹. L'écart est encore plus grand avec les réseaux exploités à l'échelle d'une commune, et il croît avec la faiblesse de l'étendue géographique (ou avec la faiblesse du nombre d'abonnés) de la concession. La concession de Moorea, par exemple, affiche un coût de revient de 38 F CFP/kWh pour environ 6 500 abonnés et une consommation annuelle de 35 600 MWh, quand la concession de Nuku Hiva connaît un coût de revient de l'électricité de 59 F CFP/kWh pour environ 1 100 abonnés et 4 400 MWh vendus. Les très petits réseaux ont des coûts de revient encore plus élevés : plus de 100 F CFP/kWh à Puka Puka, pour 55 abonnés et 210 MWh vendus, et jusqu'à 319 F CFP/kWh pour Makatea selon le *Rapport d'observation définitives* que la Chambre territoriale des comptes a consacré à la politique énergétique de la Polynésie française en 2017⁵².
114. A l'issue de l'instruction du présent avis, il apparaît donc peu probable que des sociétés expertes, expérimentées et efficaces décident de déposer des offres pour des concessions de petite taille, à l'échelle d'une commune, précisément parce que la rentabilité est impossible à atteindre à l'intérieur d'un si petit périmètre. Même le SPCPF reconnaît que les opérateurs privés ne viendront jamais investir dans les réseaux actuellement exploités en régie communale, précisément parce qu'ils sont trop petits. A l'inverse, ils seraient incités à déposer des offres si le périmètre de la concession déléguée s'étendait à une communauté de communes ou à un archipel. L'exemple de la concession du Secosud l'illustre. Les communes rurales du sud de Tahiti regroupées en 1988 sous la forme d'un syndicat de communes pour la gestion du réseau de distribution électrique⁵³, connaissent un coût de revient de l'électricité proche de celui de Tahiti Nord et l'exploitation du réseau offre des perspectives de rentabilité pour un opérateur privé. Ainsi, lors du renouvellement de la concession en 2017, de nombreuses offres ont été déposées, y compris par des entreprises expertes de taille importante (Cegelec par exemple). A l'inverse, les îles de Raiatea et Taha'a multiplient les coûts fixes, en exploitant 4 réseaux indépendants pour 4 communes, via 3 contrats de concession et 1 régie communale (Uturoa). Pourtant, les 3 communes de Raiatea forment un continuum géographique, et Taha'a pourrait être connectée au réseau de Raiatea via un câble sous-marin. L'accroissement de la taille du réseau aurait d'autant plus de chances d'engendrer des économies que, comme cela a été rappelé dans l'introduction de cette analyse concurrentielle, les aspects production et distribution sont étroitement liés, voire parfois quasiment indissociables, dans les petites îles.
115. L'Autorité souligne cependant que, si l'on ne considère que la distribution de l'électricité, il s'agirait essentiellement d'économies liées à la gestion administrative. En revanche, les liens entre les activités de production et de distribution sont de nature à assurer des économies plus importantes d'un élargissement de la taille des réseaux.

⁵⁰ Exposé des motifs, p.1.

⁵¹ Environ 55 000 MWh vendus, contre 427 000 MWh pour Tahiti Nord.

⁵² Tableau n°6, p.46.

⁵³ Le Syndicat pour l'électrification des communes du sud de Tahiti (Secosud) couvre le territoire de 4 communes (Teva I Uta, Taiarapu Est, Taiarapu Ouest et Hitiaa O Te Ra) soit plus de 35 000 habitants, et environ 12 000 abonnés sur le réseau de distribution. Formellement, il s'agit d'un syndicat intercommunal à vocation unique.

116. Pour permettre une gestion efficace de la distribution d'électricité en Polynésie française, il serait donc opportun d'engager une réflexion sur la mutualisation des réseaux. Celle-ci peut prendre plusieurs formes :
- Un syndicat intercommunal (comme le Secosud) ;
 - Une communauté de communes : il existe déjà par exemple la communauté de communes des Marquises (Codim) ou la communauté de communes Hava'i aux Iles Sous-le-Vent. Il faudrait que les communes concernées, déjà en charge de la distribution électrique, leur transfèrent cette compétence dans les conditions prévues à l'article 45 de la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 modifiée. S'agissant des Marquises, la Codim aurait justement un projet de développement de la biomasse à l'échelle de l'archipel, qui pourrait attirer des candidats sérieux et efficaces ;
 - Un transfert de la compétence énergie au pays, y compris par les communes l'exerçant actuellement. Cela pourrait ouvrir la voie à la création d'une concession unique, couvrant tout le territoire géographique de la Polynésie française, susceptible de permettre les économies d'échelle les plus importantes.
117. De ce point de vue, les échéances simultanées de toutes les concessions en 2030 pourraient constituer un élément de simplification permettant la réalisation de ces projets de mutualisation des réseaux de distribution.
118. En outre, afin de favoriser cette mutualisation, la Polynésie française pourrait engager dès à présent une réflexion sur des mécanismes incitatifs. Par exemple, une incitation financière pourrait être efficace, et pourrait prendre la forme d'une augmentation de la compensation de péréquation versée à destination des gestionnaires de réseaux mutualisés (ou d'une minoration pour les communes souhaitant conserver seules la compétence), à l'image de ce qui se fait en métropole pour les dotations globales de fonctionnement de communes ayant rejoint un établissement public de coopération intercommunale (EPCI).
119. Idéalement, ces gains seraient de nature à contribuer au rééquilibrage des comptes des concessions et pourraient permettre, à terme, d'envisager de réduire le montant de la compensation (et de la taxe visant à financer), voire de remettre en cause son principe même.

Propositions :

11. Envisager dès aujourd'hui des incitations, le cas échéant financières (majoration de la compensation ou minoration pour les communes faisant un autre choix), à une gestion mutualisée de la compétence en matière de gestion des réseaux d'électricité des communes.

CONCLUSION

120. Le projet soumis à l'appréciation de l'Autorité, qui institue un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité, a principalement un objectif social et indirectement un objectif concurrentiel en ce qu'il est censé stimuler la concurrence sur les segments de la distribution d'électricité, notamment dans les îles autres que Tahiti, en diminuant (voire en supprimant) l'avantage concurrentiel dont bénéficiait le titulaire sortant, notamment à l'occasion du renouvellement de dix concessions prévu en septembre 2021.
121. L'Autorité approuve tout projet apte à concilier un objectif de solidarité avec l'intensification de la concurrence et l'amélioration de l'efficacité dans la gestion de la distribution électrique. Elle remarque toutefois que les moyens envisagés ne sont pas nécessairement appropriés à la pleine réussite des objectifs poursuivis. Elle suggère donc des modifications de nature à stimuler davantage la concurrence à l'occasion des appels à candidature pour gérer ces réseaux, et à atteindre le meilleur équilibre entre satisfaction d'un cahier des charges exigeant pour les concédants et rémunération satisfaisante des concessionnaires au bénéfice du consommateur final, particulier ou entreprise.
122. Ces propositions doivent notamment permettre une meilleure prise en compte des éléments suivants :
- Assurer la pérennité du dispositif dans le temps, afin de donner une visibilité financière à long terme aux gestionnaires des réseaux, favoriser les entrées sur le marché, tant sur le segment de la distribution que sur celui de la production, et assurer davantage de diversification et de meilleurs prix ;
 - Renforcer dans le dispositif les éléments favorables à une plus grande maîtrise des coûts de gestion et aux investissements susceptibles de diminuer les coûts de l'électricité produite ;
 - Ne pas dissocier la question de la solidarité de celle de l'efficacité de gestion des réseaux, en favorisant notamment la mutualisation des réseaux, afin de stimuler les gains de productivité et de nouvelles entrées sur le marché.

Délibéré sur le rapport oral de M. Antoine Callot, Mme Magalie Hoarau et M. Matthieu Pujuguet, *rapporteurs*, et l'intervention de Mme Véronique Sélinisky, *rapporteuse générale*, par M. Christian Montet, *président par intérim*, Mme Aline Baldassari et Mme Marie-Christine Lubrano, *membres*.

Le président par intérim,

Christian Montet

LISTE DES RECOMMANDATIONS

- 1.** Acter le principe de la péréquation sans indiquer de limitation de durée et ne prévoir qu'une révision des montants à l'horizon 2030.
- 2.** Supprimer la limite temporelle à 2030 pour la conclusion de nouvelles concessions qui seraient alignées sur la durée d'amortissement des investissements prévus (en général 15 à 20 ans) et ne la conserver que pour le renouvellement des concessions existantes.
- 3.** Distinguer les activités de production et de distribution dans les concessions et indiquer que la compensation n'est pas exclusive d'éventuelles aides à la production ou aux investissements.
- 4.** Préciser dans la loi du pays le contenu des conventions et notamment les incitations à une meilleure gestion et la programmation des investissements.
- 5.** Prévoir dans la loi du pays des sanctions en cas de méconnaissance des contreparties prévues par ces conventions.
- 6.** Prévoir explicitement le contrôle des objectifs par le SDE.
- 7.** Prévoir une éventuelle modulation de la compensation, avec un dispositif de type bonus-malus, sous la forme suivante :
 - une minoration de la compensation en cas de l'absence d'atteinte d'objectifs de réduction des charges ou d'investissements ;
 - une majoration de la compensation en cas d'atteinte de certains objectifs en matière d'investissement, notamment en matière de transition énergétique.
- 8.** Prévoir dans le texte, à l'horizon 2030, la fixation du montant de la compensation par référence à un modèle de coût fondé sur les charges exposées par un opérateur efficient et valorisant les gains de productivité.
- 9.** Subordonner les majorations de tarifs (en conservant la limite de 20 %) à des contreparties précises et évaluables en matière d'investissement de couverture, de renouvellement ou de transition énergétique.
- 10.** Intégrer dans la formule du prix de référence des éléments de nature à mieux prendre en compte la diversité des sources d'énergie et notamment la part des énergies renouvelables.
- 11.** Envisager dès aujourd'hui des incitations, le cas échéant financières (majoration de la compensation ou minoration pour les communes faisant un autre choix), à une gestion mutualisée de la compétence en matière de gestion des réseaux d'électricité des communes.