AUTORITÉ POLYNÉSIENNE DE LA CONCURRENCE

TE MANA TATA'URA'A MĀTETE I PŌRĪNETIA

AVIS N° 2025-AO-04 DU 30 JUIN 2025

RELATIF À UNE DEMANDE D'AVIS SUR UN PROJET DE LOI DU PAYS EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DES SOURCES RENOUVELABLES EN MODIFIANT LE CODE DE L'ÉNERGIE

L'autorité polynésienne de la concurrence,

Vu le courrier du 2 juin 2025, enregistré le même jour, sous le numéro 25/0010 A, par lequel le président de la Polynésie française a saisi l'Autorité polynésienne de la concurrence pour avis sur un projet de loi du pays en faveur du développement de la production d'électricité à partir des sources renouvelables en modifiant le code de l'énergie ;

Vu le code de la concurrence, et notamment son article LP. 620-2 ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Le rapporteur, le rapporteur général, le directeur de la direction polynésienne de l'énergie, M. Pierre Boscq, la chargée d'affaires en énergie à la direction polynésienne de l'énergie, Mme. Éléonore Parant, le directeur général de la société de transport d'énergie électrique en Polynésie, M. Hervé Dubost-Martin, et le directeur général adjoint de la société de transport de d'énergie électrique en Polynésie, M. Vetea Vitrac, entendus sur le fondement des dispositions de l'article LP. 630-5 du code de la concurrence lors de la séance du 30 juin 2025 ;

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

INTRODUCTION

1. Par courrier en date du 2 juin 2025, enregistré le même jour sous le numéro 25/0010 A, le Président de la Polynésie française a saisi l'Autorité polynésienne de la concurrence (ci-après l'« **Autorité** ») pour avis sur un projet de loi du pays en faveur du développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables en modifiant le code de l'énergie.

2. La saisine mentionne notamment les dispositions de l'article LP 620-1 du code de la concurrence, qui dispose que « [l]*'Autorité peut être consultée par le Président de la Polynésie française et par le président de l'assemblée de la Polynésie française sur toute question portant sur la concurrence* ». Cet article prévoit en outre dans son V que l'Autorité « *se prononce dans le délai d'un mois (...) ; ce délai est réduit à quinze jours en cas d'urgence* ».

3. L'Autorité considère que le visa de cette saisine est erroné, probablement par erreur de plume, et que celle-ci répond en réalité aux dispositions de l'article LP 620-2 du code de la concurrence, qui dispose que « *l'Autorité est obligatoirement consultée 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 : 1° de soumettre l'exercice d'une profession ou l'accès à un marché à des restrictions quantitatives et géographiques ; 2° d'établir des droits exclusifs dans certaines zones ou secteurs d'activité ; 3° d'imposer des pratiques uniformes en matière de prix ou des conditions de vente* »[1].

4. Au cas d'espèce et en tout état de cause, la date à laquelle l'Autorité doit rendre son avis est fixée au 2 juillet 2025.

5. Au cours de l'instruction de la présente demande d'avis, la Direction Polynésienne de l'Energie (ci-après « **DPE** »), porteur du projet de texte soumis à examen, ainsi que la société Transport d'Energie électrique en Polynésie (ci-après « **TEP** ») et le syndicat Synergie représentant la majorité des professionnels de l'installation d'unités de production photovoltaïques, ont été entendus par le rapporteur en charge du dossier. Des informations complémentaires ont été sollicitées auprès du groupe EDT-Engie (ci-après « **EDT** »).

6. Le projet de loi du pays soumis à examen de l'Autorité entend faire évoluer le cadre réglementaire en ayant pour ambition de structurer le développement des énergies renouvelables en Polynésie française, et en particulier l'énergie solaire photovoltaïque.

7. Après une présentation du secteur de l'énergie et du projet de texte (**I**), l'analyse concurrentielle veillera à déterminer si les nouvelles règles posées sont de nature à permettre de réaliser ces objectifs sans porter atteinte au fonctionnement concurrentiel des marchés (**II**). L'Autorité formulera, le cas échéant, des propositions d'amélioration.

---

[1] Le projet de texte soumis à examen comporte notamment une obligation de revente de l'électricité produite au gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée.

I. CONSTATATIONS

A. LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN POLYNÉSIE FRANÇAISE

9. La chaîne de valeur du secteur de l'électricité, de la production à la fourniture aux consommateurs, a été longuement décrite dans l'avis n° 2018-AO-03 du 10 août 2018 auquel le lecteur est invité à se référer. Les modifications intervenues sont soulignées ci-après.

1. LA PRODUCTION

i. Les moyens de production

10. À Tahiti, les principaux moyens de production d'énergie électrique sont constitués[2] de :

- **deux centrales thermiques** dont celle de Vairaatoa à Papeete qui doit être prochainement démantelée en vue du projet de nouvelle centrale thermique à Papenoo ;
- **six groupes hydroélectriques**, sur différents bassins versants de l'île ;
- **4 474 installations photovoltaïques** (58,8 MWc) détenues et exploitées par une multiplicité d'acteurs présentant des profils variés, en raison d'une activité visant avant tout la satisfaction de leurs propres besoins à travers l'autoconsommation.

11. Dans les autres îles, les moyens de production sont constitués de centrales thermiques et hydroélectriques et d'installations photovoltaïques (près de 160, généralement dans le périmètre de régies). Il peut s'agir de groupes hybrides, combinant des moyens thermiques avec les sources intermittentes[3] ou « fatales » que sont le photovoltaïque et l'éolien.

ii. Les chiffres et les conditions de production

12. En Polynésie française, la production d'électricité était de 697,9 GWh en 2023, selon l'Observatoire polynésien de l'énergie (ci-après « **OPE** »)[4]. La production thermique représentait 70,5 % de l'électricité produite contre 29,5 % pour la production issue d'énergies renouvelables (21,5 % pour l'hydroélectricité et 8 % pour le photovoltaïque).

---

2 Observatoire polynésien de l'énergie, bilan énergétique de la Polynésie française, édition 2023, p. 23.

3 Le code de l'énergie ne donne aucune définition de l'énergie fatale ou intermittente. Les sources d'énergies intermittentes sont les sources de production d'énergie renouvelable correspondant à des flux naturels, qui ne sont pas disponibles en permanence et dont la disponibilité varie fortement sans possibilité de contrôle. Certaines de ces sources d'énergie ont des variations régulières, comme l'énergie marémotrice et (partiellement) l'énergie solaire, d'autres sont moins régulières, comme l'énergie éolienne.

4 Observatoire polynésien de l'énergie, bilan énergétique de la Polynésie française, édition 2023.

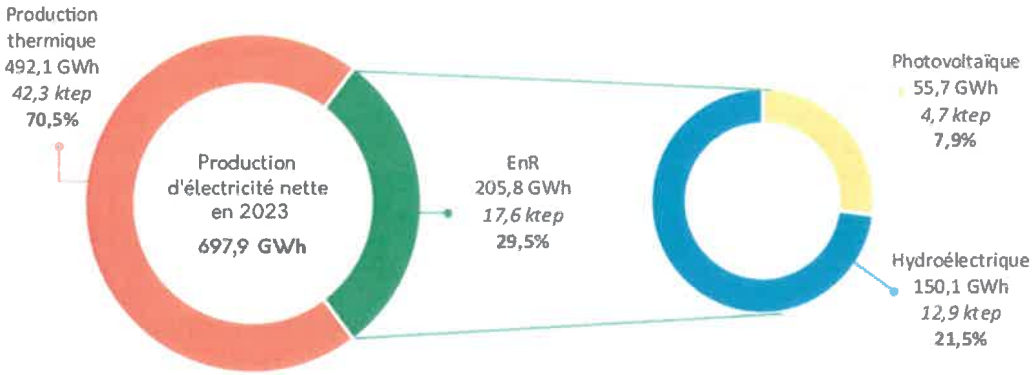


Figure 15 - Ventilation de la production d'électricité par type d'énergie en 2023

Sources : OPE - EDT Engie - SPL - Régies communales

13. L'évolution du mix énergétique dans la production d'électricité en Polynésie française entre 2013 et 2023 est la suivante :

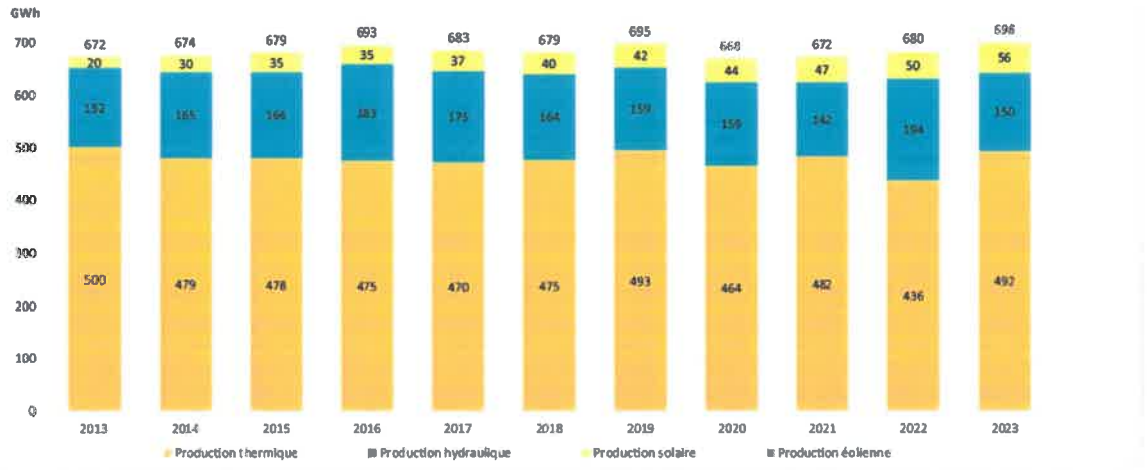
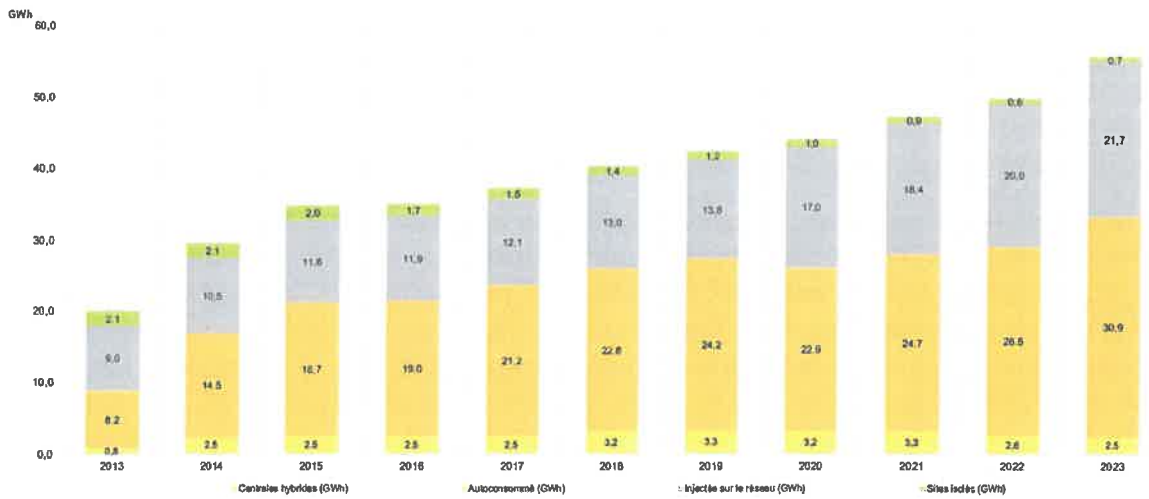


Figure 16 - Evolution de la production d'électricité par type d'énergie de 2013 à 2023

Sources · OPE - Marama Nui - EDT Engie - SPL - Régies communales

14. On peut constater une stabilité relative pour la production thermique et une baisse importante de la production hydraulique en 2023 par rapport à 2022, partiellement compensée par l'augmentation de la production photovoltaïque. Le taux de pénétration des énergies renouvelables est globalement en net recul par rapport à l'année 2022 à cause d'une pluviométrie beaucoup moins favorable et donc une production hydroélectrique bien plus faible.

15. L'évolution de la production d'électricité d'origine photovoltaïque par typologie d'installations en Polynésie française est la suivante :



Source : *OPE, « Bilan énergétique de la Polynésie française », édition 2023 p. 26*

16. On constate une forte progression de la production photovoltaïque puisqu'elle a presque triplé entre 2013 (20,1 GWh) et 2023 (55,8 GWh). La part la plus importante est dirigée vers l'autoconsommation mais celle livrée aux réseaux est en croissance régulière.

17. La typologie des installations photovoltaïques est la suivante :

Puissance PV (kWc)	0 à 10	10 à 50	50 à 100	> 100	Total
Nombre d'installations	3 876	402	145	51	4 474
Puissance cumulée (kWc)	17 849	10 000	12 010	18 964	58 823

Source : *OPE, « Bilan énergétique de la Polynésie française », édition 2023 p. 26*

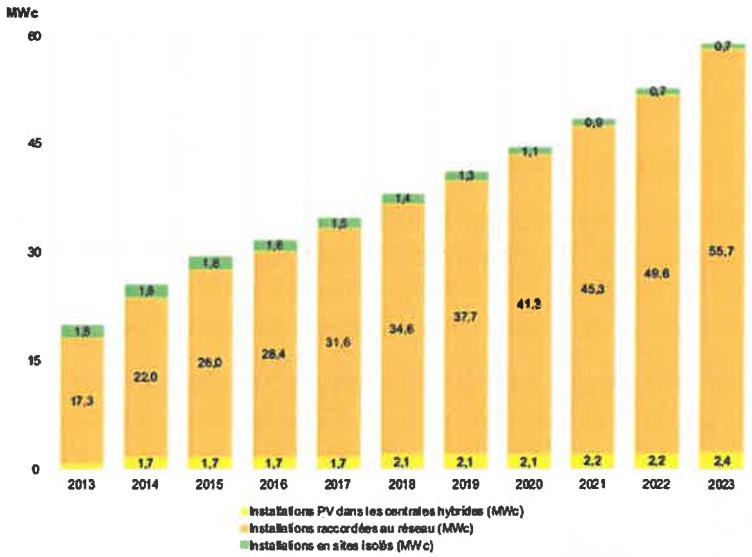


Figure 12 - Puissance PV installée depuis 2013

Sources : OPE - EDT Engie - SPL - Installateurs PV - Pacific Beachcomber

iii. Les prix de rachat de l'électricité

18. L'Observatoire polynésien de l'énergie indique dans son édition 2023 du « Bilan énergétique de la Polynésie française »[5] : « *La majorité de la production d'électricité en Polynésie française est soit réalisée par les délégataires de service public (majoritairement le groupe EDT Engie ou ses filiales), soit par les régies. Toutefois, les producteurs privés raccordés aux réseaux peuvent vendre leur production suivant les tarifs fixés par le Conseil des Ministres* ».

19. Concernant le photovoltaïque, le rapport poursuit en indiquant que « *Avant 2011, les tarifs de rachat hors taxes de l'électricité produite par les installations photovoltaïques en Polynésie française étaient fixés par l'arrêté n° 901 CM du 25 juin 2009, à 45, 40 ou 35 F CFP du kWh en fonction de leur puissance. Puis l'arrêté n° 865 CM du 28 juin 2011 est venu modifier ces tarifs pour toutes nouvelles installations photovoltaïques installées à partir de juillet 2011, à 23,64 FCFP/kWh dans les îles et à 15,98 FCFP/kWh à Tahiti. En juin 2021, l'arrêté n°1210 CM a ajouté des spécificités à ce barème. Pour les nouvelles installations PV de puissance supérieure ou égale à 50 kW sur une autre île que Tahiti, le prix est déterminé par un arrêté du conseil des ministres spécifique à chaque projet. De plus, la tarification fixée en 2011 n'est pas applicable aux installations issues de la procédure d'appel à projets prévue par le code de l'énergie polynésien* ».

20. Une refonte des prix de rachat de l'électricité photovoltaïque est en cours de réflexion et d'élaboration par le Pays, et doit aboutir prochainement avant que la seconde tranche d'appel à projets de fermes photovoltaïques soit attribuée. Toutefois, cette révision tarifaire ne faisant pas partie du présent projet soumis à examen, elle ne fera l'objet d'aucune analyse approfondie de la part de l'Autorité, *a fortiori* puisque les niveaux de prix n'ont pas encore été arbitrés.

2. LE TRANSPORT A TAHITI

21. Le transport d'électricité correspond à l'acheminement de l'électricité depuis les centres de production vers les réseaux de distribution de Tahiti. Il est réalisé par la TEP.

i. La société de Transport d'Energie électrique en Polynésie

22. Créée en 1985 à l'initiative de la collectivité de la Polynésie française pour être concessionnaire du service public du transport de l'électricité haute tension sur l'île de Tahiti. La TEP est titulaire depuis 1989 et jusqu'en 2027 d'une délégation de service public lui conférant le monopole sur Tahiti de diverses prestations tenant au transport d'énergie électrique.

23. Depuis sa création, la TEP est une entreprise à capitaux publics détenus majoritairement par le Pays. En 2021 EDT (qui détenait initialement 39 % du capital) a cédé ses parts au Pays, et en 2022 OCI-Groupe Socredo et l'Agence Française de Développement sont également sortis du capital de la TEP. Désormais elle est détenue à 75 % par la Collectivité de la Polynésie française, RTE international, filiale de RTE, détenant les 25 % restant. Le fonctionnement et l'organisation de la TEP ont été alignés sur le statut des sociétés d'économies mixtes locales (SEML) en août 2014.

ii. Le réseau de transport électrique de la TEP

24. Depuis les précédents avis rendus par l'Autorité au moment de l'adoption du code de l'énergie, le réseau de transport électrique de la TEP s'est étoffé et compte désormais plus de 300 km de lignes moyenne (20 000 et 30 000 volts) et haute tension (90 000 volts), avec la mise en place

[5] OPE, « *Bilan énergétique de la Polynésie française* », édition 2023 p. 57.

d'une continuité sur la côte nord-est de Tahiti, entre Papenoo et Faaone par une « boucle nord » permettant de renforcer les garanties de continuité et de puissance de l'alimentation électrique dans l'île.



Réseau de transport et parc de production d'électricité à Tahiti
Source : *Observatoire de l'énergie*

iii. La gestion du réseau de transport

25. Le transport de l'électricité à Tahiti est assuré par la société d'économie mixte TEP, qui est financée par une redevance de EDT. La TEP est en charge du développement et de la maintenance du réseau ; à ce titre, elle a mis en œuvre un programme pluriannuel d'investissement pour la transition énergétique (2017-2023) de 12 milliards de F CFP. Au 1er avril 2022, le Pays a cédé 20 % de son capital à RTEi, filiale à l'international du gestionnaire du réseau de transport d'électricité français (ci-après « **RTE** »). La TEP devrait ainsi bénéficier du savoir-faire de RTEi.

26. Si la TEP est le concessionnaire du réseau de transport, et dispose à cette fin du monopole d'intervention sur et sous les voies publiques, elle agit sur autorisation du ministre en charge de l'énergie pour exécuter des ouvrages de transport[6].

27. De plus, l'exploitation du réseau (accès au réseau, dépannage, entretien) et sa conduite sont effectuées par EDT. En effet, la TEP a signé en 2012 un contrat de sous-traitance pour qu'EDT assure, pour son compte, la conduite, l'exploitation et la maintenance du réseau. Ce contrat a été renouvelé le 29 mai 2019. De nouvelles conventions fixant les conditions générales d'exploitation entre GRT (TEP) et GRD (EDT) et fixant les conditions générales d'exploitation entre GRT (TEP) et producteur (EDT) ont été signées le 29 mai 2020. Enfin, depuis le 3 septembre 2021, s'applique une Convention de partenariat pour la gestion de l'équilibre des systèmes électriques de Tahiti entre la TEP et EDT.

---

[6] Article 9 du cahier des charges de la concession de transport de l'énergie électrique sur l'île de Tahiti du 9 juin 1989, modifié le 23 décembre 2017 (« *L'exécution de tous les ouvrages dépendant de la concession devra être autorisée dans les formes prévues par l'arrêté n° 83 /CM du 20 janvier 1986* »), et article 12 de l'arrêté n° 83/CM du 20 janvier 1986.

3. LA DISTRIBUTION/FOURNITURE

28. En Polynésie française, la distribution et la fourniture d'énergie électrique constituent un service public, organisé soit par intervention directe de personnes publiques (Pays, communes ou groupements de communes) en régie, soit par un système de mise en concurrence « pour le marché », au moyen de concessions (investissements et exploitation) ou d'affermages (uniquement exploitation, les investissements étant pris en charge par le délégant).

29. Les activités de distribution et de fourniture de l'énergie ne sont pas séparées dans ces modes d'exploitation.

30. EDT est titulaire aujourd'hui de 11 concessions de distribution (contre 19 en 2020), qui intègrent généralement des moyens de production en Polynésie française, et représentent 83 370 abonnés basse et moyenne tension.

	Concessions			Date de prise d'effet de la concession	Date de fin de la concession
	autorité concédante	entité délégataire	Périmètre		
1	Polynésie française	**EDT**	ILE DE TAHITI Tahiti nord	27/09/1960	**30/09/2030**
2	Cne de Tubuai	**EDT**	toute la commune	01/10/1991	**30/09/2030**
3	Cne de Maupiti	**EDT**	toute la commune	01/11/1991	**30/09/2030**
4	Cne de Bora - Bora	**EDT**	toute la commune	01/11/1991	**30/09/2030**
5	Cne de Rimatara	**EDT**	toute la commune	01/04/2000	**30/09/2030**
6	Cne de Hao	**EDT**	*île de Hao seule*	01/08/2000	**30/09/2030**
7	Cne de Raivavae	**EDT**	toute la commune	01/08/2008	**30/09/2030**
8	SECOSUD (syndicat intercommunal)	**TSE**	ILE DE TAHITI Territoire des 4 communes adhérentes)	01/03/2017	**28/02/2034**
9	Cne de Rangiroa	**EDP**	*île de Rangiroa*	01/10/2022	**31/12/2040**
			Ile de Mataiva		
			Ile de Tikehau		
			Ile de Makatea		
10	Cne de Makemo	**EDP**	*Ile de Makemo seule*	01/10/2023	**30/09/2048**
11	CODIM (Communauté de Communes des Marquises)	**EDM**	*île de Nuku Hiva*	01/01/2024	**31/12/2043**
			Ile de Ua Pou		
			Ile de Ua Huka		
			Ile de Hiva Oa		
			Ile de Tahuata		
			Ile de Fatu Iva		

Source : *EDT*

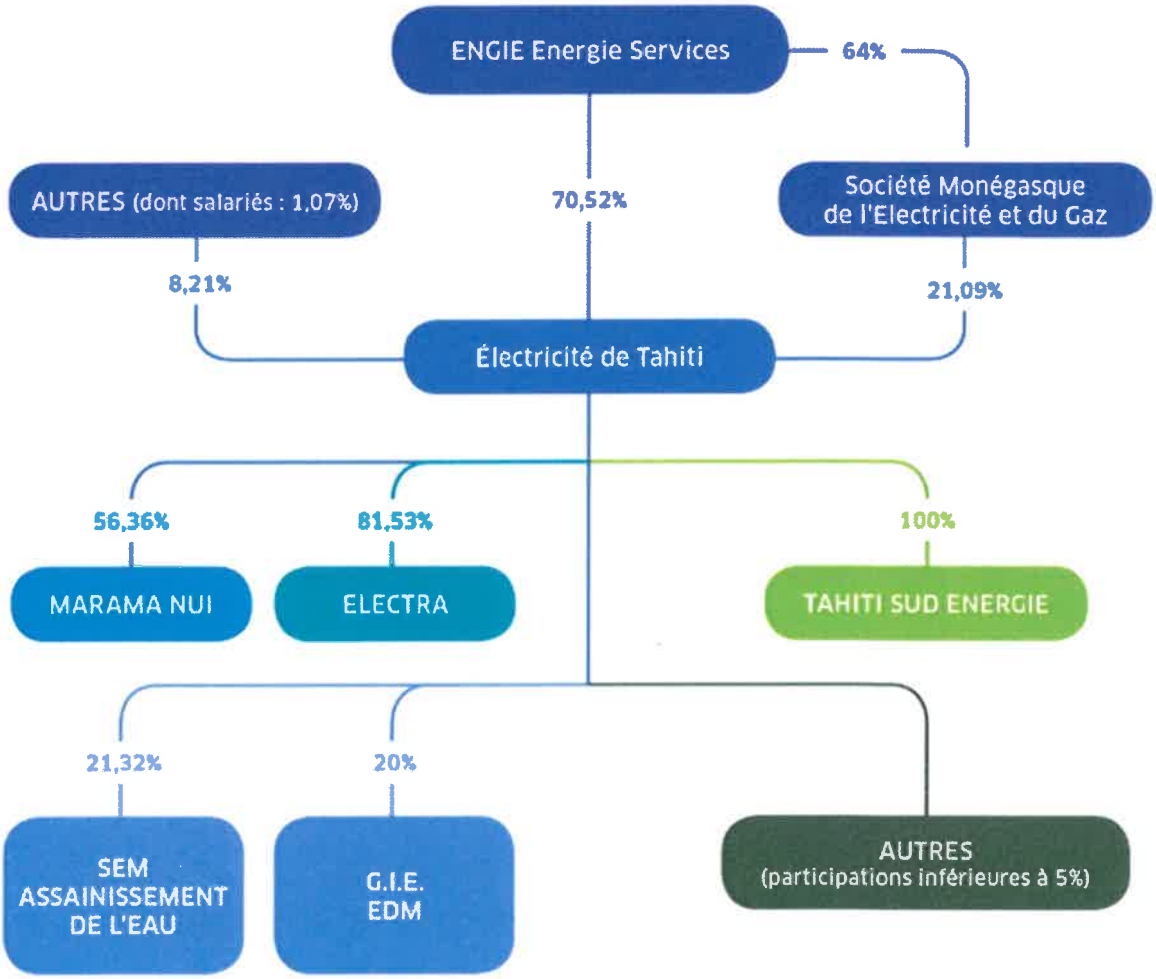
4. LA PLACE D'EDT DANS LA CHAINE DE VALEUR

31. Le groupe EDT-Engie demeure l'acteur principal de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité en Polynésie française.

32. EDT est une société anonyme, fondée en 1970[7] et détenue majoritairement (directement ou indirectement) par la société française Engie depuis 1987[8].

33. À travers ses participations, cette dernière est présente aux différents stades de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité en Polynésie française, du transport à la distribution, en passant par la production, comme le détaille le schéma ci-dessous :

Organigramme du groupe EDT-Engie
(principales sociétés et participations dans l'énergie)



34. EDT est notamment active dans l'énergie photovoltaïque à travers sa filiale Electra, détenue à 81,53 % et qui exploite deux des quatre fermes solaires entrées en service au dernier trimestre 2024.

---

[7] Devenue une SA en 1970, la société Electricité de Tahiti était auparavant exploitée sous le nom « Compagnie d'Electricité et Téléphones de Tahiti » (1916-1930), puis « Etablissements Emile Martin » (jusqu'en 1953), et enfin (entre 1953 et 1970) « Sarl Etablissements Emile Martin et Fils ».

[8] La Lyonnaise des Eaux (groupe Suez) est devenue l'actionnaire majoritaire de la SA EDT en 1987. La fusion de Suez avec Gaz de France (GDF) en 2008 donne naissance au groupe GDF-Suez, qui prend le nom Engie en 2015.

35. Ainsi, comme indiqué *supra*, le groupe exploite l'essentiel des unités de production électrique en Polynésie française et participe au transport de cette électricité à Tahiti. Il est également attributaire de la majorité des concessions de distribution en Polynésie française.

B. LE CADRE JURIDIQUE ACTUEL

36. La loi du pays n° 2019-27 du 26 août 2019 a institué le code de l'énergie et précisé dans une première étape de codification le contenu de ses titres I[er] et II, qui déterminent certains choix organisationnels majeurs : régulation du secteur, principe de séparation entre les activités, responsabilité de l'équilibre accordée au transporteur.

37. La deuxième étape de codification est intervenue avec l'adoption de la loi du pays n° 2021-6 du 28 janvier 2021 précisant le contenu des titres III et IV du code de l'énergie, tandis que les titres V et VI (relatifs respectivement aux dispositions fiscales, douanières et tarifaires en matière d'électricité, et aux produits pétroliers) sont encore en cours d'élaboration et de rédaction.

38. Ce code de l'énergie est venu fixer un cadre juridique en adéquation avec les grands objectifs et orientations générales du secteur de la production électrique qui figuraient dans le « *plan de transition énergétique 2015-2030*[9] », sans valeur contraignante mais qui constituait jusqu'alors le fondement de la politique actuelle du Pays dans le secteur de l'énergie.

39. Ainsi l'article LP 111-1 du code de l'énergie indique que la politique publique de l'énergie a pour objectifs :

- *« de servir les intérêts de tous les usagers de l'ensemble de la Polynésie française ;*
- *d'assurer une production et une distribution de l'énergie économiques et compatibles avec les impératifs de la protection de l'environnement ;*
- *d'assurer la qualité, la disponibilité du service public du transport et de la distribution d'électricité ;*
- *de promouvoir les actions en faveur de la maîtrise de la demande en énergie et son utilisation économe et rationnelle ;*
- *d'encourager le recours aux énergies renouvelables ;*
- *de favoriser une plus grande transparence des coûts de l'énergie ;*
- *d'améliorer l'accès à l'électricité pour tous dans des conditions de coûts supportables ;*
- *de permettre le pluralisme des opérateurs dans le secteur de l'énergie ;*
- *de contribuer à l'autonomie énergétique de la Polynésie française. »*

40. Dans son rapport de 2023, l'OPE rappelle que, comme de nombreux autres territoires insulaires, « *la Polynésie française est fortement tributaire des importations d'hydrocarbures et donc des fluctuations ainsi que du niveau de prix du pétrole* ». En effet, les énergies fossiles sont prépondérantes dans la consommation d'énergie primaire, puisque le taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique de la Polynésie française équivaut seulement à 6,7 % de la consommation d'énergie primaire.

---

[9] Ce Plan de transition énergétique (PTE) 2015-2030 a été suivi de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2022 – 2030, cotes 247 à 285.

41. En conséquence, l'OPE a établi le taux de dépendance énergétique du Pays (c'est-à-dire la part d'énergie que la Polynésie française doit importer pour sa consommation d'énergie primaire) à 93,3 % pour l'année 2023. L'OPE précise que « *ce taux est le plus bas de la décennie, même si la tendance est relativement stable, autour de 93,6 %. Ce pourcentage montre les efforts à fournir pour tendre vers l'autonomie énergétique* ».

Taux de dépendance énergétique	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Polynésie française	94,5%	93,6%	93,5%	93,3%	93,4%	93,6%	93,8%	93,3%	93,9%	92,5%	93,3%

Source : OPE, rapport 2023 p. 17

42. Le développement des énergies renouvelables en Polynésie française est un aspect essentiel de la transition énergétique du Pays, elle-même nécessaire afin de réduire sa dépendance aux énergies fossiles, diminuer sa facture énergétique, et tendre *in fine* vers l'autonomie énergétique de la Polynésie française, objectif le plus ambitieux énoncé par l'article LP 111-1 du code de l'énergie.

43. L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique[10] ne sera pas sans impact sur le fonctionnement global du secteur de l'énergie en Polynésie française.

44. D'une part les capacités d'absorption du réseau ne sont pas infinies, et le fait d'augmenter le volume d'énergie injectée peut nécessiter de redimensionner la taille des réseaux de transport et de distribution, ce qui représente un coût et des délais de réalisation importants.

45. D'autre part, l'équilibre du réseau est primordial : la demande et l'offre doivent être égales à tout moment. Or ni le Pays ni les acteurs de la chaîne de valeur ne peuvent prédire quelle sera l'évolution de la demande d'énergie à court ou moyen terme. La TEP, responsable d'équilibre du réseau, a déclaré en audition : « *Nous avons diverses hypothèses, travaillées avec EDT et la DPE. Cependant, effectuer des simulations avec des paramètres évolutifs présente un coût important et prennent du temps. [...] À titre d'exemple, une des grandes inconnues dans les prévisions est l'importance du développement des véhicules électriques, gros consommateurs d'électricité* ». Si l'essentiel du parc automobile devient constitué de véhicules électriques, alors la demande globale en énergie devrait croître malgré l'augmentation de l'autoconsommation chez les ménages. En revanche si le parc automobile reste essentiellement constitué de véhicules thermiques, alors il est possible que la demande globale en énergie stagne voire diminue.

46. En outre l'autoconsommation, si elle ne vient pas perturber l'équilibre du réseau, peut venir perturber l'économie globale du service public de l'électricité. En effet, les personnes qui autoconsomment sortent du réseau public, ce qui a pour conséquence une absence de contribution au financement du service public de l'électricité : la DPE précise que ces personnes « *ne financent plus la taxe de transport (3,43F/kWh perçus par la TEP), la taxe communale (4F/kWh), la contribution de solidarité sur l'électricité (6,30F/kWh) ni les coûts fixes du réseau de distribution* ».

47. Le projet actuellement soumis à examen entre dans ce cadre général, et plus particulièrement a pour objectif d'encourager le recours aux énergies renouvelables en développant et en maximisant la part de l'énergie photovoltaïque dans le mix énergétique polynésien.

---

[10] Principalement l'énergie solaire puisque la production d'énergie hydroélectrique semble avoir atteint un plafond, d'après la DPE, en raison des problématiques de foncier et d'acceptation sociale.

C. LE PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS À EXAMEN

48. Comme l'indique l'exposé des motifs du projet soumis à examen, la réforme du code de l'énergie s'inscrit dans l'objectif de 75 % de production électrique issue de l'exploitation des énergies renouvelables dans le mix énergétique à échéance de l'année 2030. De l'aveu même du porteur du texte, ce taux de pénétration des énergies renouvelables reste une cible mais un objectif de 55 % à 60 % est sans doute un objectif plus réaliste.

49. À cette fin, le projet de loi du pays, composé de 15 articles, crée une nouvelle section et deux nouveaux chapitres au code de l'énergie.

50. Seules les dispositions susceptibles d'avoir une incidence sur l'organisation du marché et sur la concurrence sont décrites ci-dessous, et ne sont donc pas examinées des parties substantielles du texte.

1. LES NOUVELLES DISPOSITIONS RELATIVES AUX INSTALLATEURS D'UNITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE ISSUE D'ENERGIES RENOUVELABLES

51. L'article LP 1 du projet de loi introduit une nouvelle section 4 relative aux installateurs au chapitre 2 du titre III du code de l'énergie relatif à la production.

52. Au sein de cette section figurent plusieurs dispositions visant à **simplifier l'installation d'une unité de production**, en imposant aux installateurs du secteur l'ensemble des démarches administratives qui jusqu'à présent incombaient à leurs clients, notamment les déclarations auprès de la DPE et du gestionnaire de réseau concerné avant l'installation. La DPE a précisé que sont également prévues « *la dispense de démarches administratives pour les installations inférieures à 1 kWc, la simplification des formulaires, et l'absence d'études à réaliser pour les installations de moins de 10 kW (sur Tahiti uniquement)*[11] ».

53. Le but de ces dispositions est de permettre à la DPE d'obtenir des données fiables sur les unités de production raccordées aux réseaux de transport et de distribution, afin de piloter au mieux la politique énergétique publique.

54. En effet la DPE a déclaré que « *Seules les plus grosses installations (à partir de 100 kW) sont équipées de dispositifs d'échanges d'informations d'exploitation (DEIE) installés par EDT pour les monitorer et mesurer leur production. À ce jour, ces* [grosses] *installations représentent à peine 40 % de toute la puissance installée. EDT, pour estimer la production solaire réelle, extrapole donc la production de 60 % du parc installé. Et comme en outre on ne connaît pas avec certitude la puissance du parc installé, il est difficile d'évaluer précisément et de gérer la production d'énergie solaire fatale (ou intermittente), pourtant très impactante pour la stabilité du réseau* ».

55. Avec ces nouvelles dispositions, le Pays estime qu'il sera en mesure de suivre le développement des installations photovoltaïques sur le territoire et ainsi mieux piloter sa politique énergétique.

---

[11] Compte rendu d'entretien avec la DPE du 10 juin 2025, cote 35.

2. LES NOUVELLES DISPOSITIONS RELATIVES A L'AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE D'ELECTRICITE

56. L'article LP 2 du projet de loi du pays insère un nouveau chapitre 4 relatif à l'autoconsommation au titre III du code de l'énergie relatif à la production.

57. La première section de ce chapitre définit les différents types d'**autoconsommation**, les distinguant de l'activité de producteur exclusif (cf. *infra* § 71). La définition de l'autoconsommation donnée par le projet de texte consiste en une « *adaptation simplifiée de la définition métropolitaine, telle que définie à l'article L. 315-1 du code de l'énergie métropolitain* » indique l'exposé des motifs. Ainsi, l'article LP 2 insère dans le code de l'énergie un article LP 341-1 qui donne de l'autoconsommation la définition suivante : « *On entend par « autoconsommation individuelle » le fait pour une personne physique ou morale de consommer elle-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation de production d'électricité, soit instantanément, soit après une période de stockage. Elle est appelée « autoconsommateur ».* »

58. L'article LP 2 du projet de loi du pays introduit ensuite une spécificité polynésienne, n'existant pas dans le régime de l'Hexagone, avec la notion de **l'autoconsommation individuelle déléguée**. Le futur article LP 341-2 définit cette notion dans les termes suivants : « *On entend par « autoconsommation individuelle déléguée » le fait pour une société de déléguer à une autre société du même groupe au sens des articles LP 120 et suivants du code des impôts, l'activité de production d'électricité. Tout ou partie de l'électricité produite est consommée par la société autoconsommatrice sur le même site, soit instantanément, soit après une période de stockage. La société productrice est appelée « autoproducteur délégué » et la société autoconsommatrice est appelée « autoconsommateur délégant »* ». Partant, l'autoproducteur délégué a la possibilité de vendre sa production à l'autoconsommateur délégant, constituant une exception notable à l'interdiction de revente d'électricité instaurée par l'article LP 8 du projet (cf. *infra*), et qui n'existe pas non plus dans le régime de l'Hexagone. L'objectif affiché par le porteur de texte avec cette disposition est « *de ne pas pénaliser l'équipement en installations de production d'énergie renouvelable des groupes d'entreprises qui souhaitent participer à la transition énergétique et qui dédient une filiale à cet effet* ».

59. Enfin cette première section du chapitre 4 intègre également une disposition permettant une autoconsommation dans le cadre d'un contrat de **location avec option d'achat** (ci-après « **LOA** »). L'installation de production d'électricité est détenue par un tiers qui en assure la gestion moyennant la perception d'un loyer payé par le consommateur final, considéré comme autoconsommateur par le texte.

60. La seconde section du nouveau chapitre 4 vient quant à elle fixer le régime juridique de l'autoconsommation, laquelle passe par l'obligation d'obtenir une autorisation d'exploiter délivrée par la Polynésie française en application du régime de droit commun[12] de toute exploitation d'une installation de production d'électricité.

[12] Voir articles LP 312-1 et suivants du code de l'énergie en vigueur, que le présent projet de texte ne modifie pas.

3. LES NOUVELLES DISPOSITIONS RELATIVES A L'ACCES AUX RESEAUX

61. L'article LP 3 du projet de loi insère un nouveau chapitre 4 relatif à l'accès aux réseaux au titre IV du code de l'énergie relatif au transport et à la distribution d'électricité.

62. Ce nouveau chapitre constitue la nouvelle assise juridique des grands principes de l'accès au réseau (raccordement, exploitation, dispositifs contractuels) avec notamment le double principe de liberté d'accès au réseau et l'obligation de conclure un contrat entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur de celui-ci.

63. Dans sa première section, le nouveau chapitre précise les grands principes de la procédure de raccordement au réseau public de distribution d'électricité, qui est simplifiée afin de réduire d'une part les frais de raccordement de certaines catégories de demandeurs, et d'autre part les délais de raccordement en imposant aux gestionnaires de réseau des délais contraignants.

64. À cet effet, l'article LP 3 du projet de loi du pays vient notamment créer le principe de **la file d'attente** en insérant dans le code l'article LP 441-2, selon lequel le gestionnaire de réseau recevant les demandes de raccordement doit les traiter dans l'ordre de dépôt. Les règles d'entrée et de sortie de cette file d'attente sont à préciser par des arrêtés en conseil des ministres qui ne sont pas encore rédigés et donc non transmis à l'appui du projet de loi du pays.

65. La deuxième section de ce nouveau chapitre 4 créée par l'article LP 3 pose les grands principes de l'exploitation des réseaux, et notamment les obligations incombant aux gestionnaires de réseau d'une part, et aux utilisateurs d'autre part. Schématiquement, ainsi que le précise l'exposé des motifs, « *le gestionnaire de réseau exploite, entretient et renouvelle le réseau public d'électricité alors que l'utilisateur du réseau exploite, entretient et renouvelle ses propres installations* ». Il s'agit pour l'essentiel d'obligations d'ordre technique, telles que :

- l'obligation, pour un producteur, de notifier le gestionnaire de réseau de la modification de son installation de production raccordée au réseau (futur article LP 442-2) ;
- l'obligation d'installer un dispositif de protection et un organe de découplage sur les ouvrages de production et de stockage (futurs articles LP 442-3 à LP 442-4) ;
- l'obligation d'installer, pour le producteur qui souhaite revendre son énergie, un compteur dédié à la quantification de l'électricité injectée sur le réseau électrique, ainsi qu'un compteur pour l'enregistrement de la consommation de l'installation de production et de ses auxiliaires en cas de production exclusive (futur article LP 442-5).

66. Enfin l'article LP 3 du projet de texte introduit une troisième section au nouveau chapitre 4, venant fixer le cadre du dispositif contractuel de l'utilisation du réseau : d'une part les contrats de raccordement, d'accès et d'exploitation (ci-après « CRAE ») liant le gestionnaire de réseau et le producteur, et d'autre part les contrats de fourniture liant le gestionnaire de réseau et le consommateur. Ces dispositions imposent la signature de contrats idoines, en fonction du rôle de chacun dans la chaine de valeur de l'électricité (futurs articles LP 443-1 à LP 443-5).

4. LES MODIFICATIONS DIVERSES DU CODE DE L'ENERGIE

67. Les articles LP 4 à LP 15 du projet de loi du pays introduisent diverses modifications en plusieurs chapitres du code de l'énergie visant, suivant l'exposé des motifs, à répondre à des besoins d'adaptation du code pour faciliter le déploiement des énergies renouvelables et simplifier les procédures administratives.

68. Outre les différentes dispositions relevant d'un « toilettage » du code de l'énergie, figure dans le projet de texte soumis à examen l'article LP 8 qui pose, avec l'insertion d'un nouvel article

LP 311-4-1, le principe général de l'interdiction, pour toute personne produisant ou faisant produire de l'électricité, de vendre celle-ci à quelqu'un d'autre que le gestionnaire de réseau public d'électricité sur lequel l'installation de production concernée est raccordée.

69. Cette interdiction générale est assortie de quatre exceptions (outre le cas de l'autoconsommation *via* un contrat de LOA qui figure à l'article LP 2 comme exposé *supra*) :

- les sites isolés, dans la mesure où ceux-ci ne sont pas raccordés au réseau public d'électricité ;
- l'autoconsommation déléguée, pour laisser les groupes d'entreprises s'organiser en interne ;
- les installations de moins de 1kW, qui par leur faible puissance sont insusceptibles de déstabiliser l'équilibre économique des services publics d'électricité ;
- les opérateurs d'importance vitale des articles L. 1332-1 et L. 1332-2 du code de la défense, définis comme ceux qui sont indispensables au fonctionnement de l'économie et de la société ainsi qu'à la défense ou à la sécurité de la Nation.

70. Avec cette interdiction générale de revente, les installateurs d'unités de production photovoltaïques ne pourront plus vendre l'électricité produite par l'installation dont ils ont gardé la propriété au consommateur, comme c'est le cas actuellement (cf. *infra* § 91 et suivants).

Cette interdiction résulte particulièrement de la consultation menée par la DPE avec les gestionnaires de réseau et les maires des communes : ceux-ci s'inquiétaient de la préservation de l'équilibre économique du service public de l'électricité, afin que les bénéfices économiques des énergies renouvelables profitent à l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur, et non pas seulement à certains opérateurs professionnels et à leurs clients.

71. Par ailleurs, l'article LP 7 du projet soumis à examen prévoit l'ajout d'un second alinéa à l'article LP 311-3 du code de l'énergie, venant définir la notion de **producteur exclusif** : « *Une installation de production d'électricité est dite installation de production exclusive lorsqu'elle est directement raccordée au réseau public d'électricité au sens de l'article LP 440-2, et lorsque le producteur est réputé avoir injecté sur le réseau public la totalité de l'électricité produite par l'installation, à l'exception des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production* ». Le porteur du texte justifie cet ajout par l'objectif d'orienter au maximum les personnes physiques ou morales vers la production exclusive plutôt que vers l'autoconsommation seule, puisque le rachat d'énergie photovoltaïque par EDT permet de collecter toutes les taxes qui financent le service public lors de la revente au consommateur, contrairement à l'énergie autoconsommée.

D. LES PROJETS DE TEXTES D'APPLICATION

72. Plusieurs dispositions du projet de loi du pays renvoient à des arrêtés pris en conseil des ministres pour leurs modalités d'application précises.

73. Au premier rang de ces arrêtés présentant de potentielles préoccupations de concurrence figure celui qui doit prévoir les modalités de la procédure de raccordement des installations de production et des sites de consommation au réseau public de distribution d'électricité, et notamment les modalités d'adaptation de la file d'attente instaurée par l'article LP 3 du projet de texte.

74. Le projet de texte soumis à examen renvoie également à un arrêté pris en conseil des ministres pour la mise en œuvre du mécanisme de LOA évoqué *supra*, et notamment ce qui concerne les modalités de fixation du loyer payé par l'autoconsommateur.

75. Il en est de même pour le dispositif contractuel de l'utilisation du réseau : le projet de texte prévoit que les modèles de CRAE soient arrêtés en conseil des ministres, sans plus de précisions.

76. Ces arrêtés n'ayant pas été transmis à l'Autorité dans le cadre de la saisine, celle-ci est dans l'incapacité d'examiner en détail les éventuelles dispositions qui pourraient contenir des restrictions de concurrence.

II. ANALYSE CONCURRENTIELLE

A. LA GRILLE D'ANALYSE

77. Lorsqu'elle est saisie pour avis sur un projet de texte, l'Autorité s'attache à évaluer dans quelle mesure les dispositions de ce texte restreignent ou améliorent le fonctionnement concurrentiel du secteur concerné. Comme elle a déjà eu l'occasion de le rappeler, « *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* »[13]. Néanmoins, la concurrence ne constitue pas une fin en soi ; elle est un outil au service de cette efficacité économique.

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

79. Comme l'a rappelé l'Autorité dans son avis n° 2020-AO-02 du 3 septembre 2020 précité, « *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, 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* ».

80. Saisie sur des questions concernant de tels secteurs, l'Autorité, n'étant pas elle-même l'agence de régulation de l'industrie de réseau[14], 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, et se contenter de

---

[13] Voir notamment l'avis n°2024-4-04 du 30 mai 2024 portant sur un projet de loi du pays relatif à la régulation sectorielle de l'énergie.

[14] Le projet de LP ayant donné lieu à l'avis n° 2024-A-04 du 30 mai 2024 relatif à la régulation sectorielle en matière d'énergie a été retiré en séance plénière avant d'être voté à l'Assemblée de Polynésie française.

formuler des recommandations sur l'articulation la plus efficace et la plus favorable aux consommateurs entre les segments ouverts à la concurrence et ceux restant en monopole.

81. Dans sa analyse, l'Autorité peut également s'inspirer de l'OCDE, qui a récemment rappelé dans son manuel sur la neutralité concurrentielle que, « *bien que la réglementation soit souvent indispensable pour que les marchés fonctionnent bien et produisent des résultats conformes aux objectifs de politique publique, il faut veiller à ce que le cadre réglementaire et son application créent les mêmes règles du jeu pour toutes les entreprises, quelles que soient leur structure de propriété, leur localisation ou leur forme juridique*[15] ». L'OCDE propose dans ce manuel une méthodologie autour d'une série de 7 questions permettant de déterminer si la réglementation risque de fausser la neutralité concurrentielle et devrait faire l'objet d'une analyse approfondie.

- La réglementation est-elle applicable à toutes les entreprises, par exemple aux entreprises déjà présentes sur le marché et aux entreprises publiques ? Plus précisément :
    - Les exceptions éventuelles ont-elles une justification rationnelle et clairement énoncée ?
    - Ces exceptions sont-elles transparentes et régulièrement réévaluées ?
- Toutes les entreprises sont-elles soumises aux mêmes règles de procédure ?
- Le marché est-il réglementé par un organisme distinct et indépendant des entreprises réglementées ?
- Les procédures de faillite sont-elles équivalentes pour toutes les entreprises, publiques comme privées ?
- Toutes les entreprises peuvent-elles soumettre les réglementations et les décisions des autorités publiques à un contrôle juridictionnel ?

82. En cas de réponse par la négative à l'une de ces sept questions, alors selon l'OCDE une analyse approfondie de la réglementation en question devrait être menée.

B. ANALYSE DES DISPOSITIONS DU PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS À EXAMEN

83. Comme exposé *supra*, le projet de loi du pays s'inscrit dans l'objectif d'encourager le recours aux énergies renouvelables en développant la part de l'énergie photovoltaïque dans le mix énergétique polynésien.

84. En premier lieu, l'Autorité se félicite du principe nouvellement posé de liberté d'accès au réseau, par essence pro-concurrentielle, et qui va de pair avec l'obligation faite aux gestionnaires de réseaux de raccorder toute personne qui en fait la demande. La consécration de ce principe permettra d'atteindre plus facilement l'objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique polynésien.

85. L'Autorité relève toutefois dans le projet de texte soumis à examen quelques points pouvant créer des perturbations dans l'animation concurrentielle limitée qui existe dans le secteur de l'énergie, et plus particulièrement de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelables.

---

[15] Manuel sur la neutralité concurrentielle pour des conditions de concurrence équitables, OCDE 2024, p. 37.

1. S'AGISSANT DE L'INTERDICTION DE LA REVENTE DE L'ENERGIE PRODUITE A DES TIERS

86. L'article LP 8 du projet de loi du pays introduit dans le code un nouvel article LP 311-4-1, qui dispose à l'alinéa 1er que « *Toute personne physique ou morale produisant ou faisant produire de l'électricité n'est autorisée à la vendre qu'au gestionnaire de réseau public d'électricité sur lequel l'installation de production concernée est directement ou indirectement raccordée* ». Le principe de l'interdiction de vente de l'électricité à un tiers ne figurait jusqu'alors pas dans le code de l'énergie.

87. Son introduction est justifiée, pour le porteur du texte, par le fait que les bénéfices économiques de l'énergie renouvelable ne doivent pas profiter uniquement à certains opérateurs professionnels et à leurs seuls clients, mais soient partagés avec le service public. En effet, la DPE indique avoir fait le constat que « *de plus en plus de personnes s'équipent en photovoltaïque pour autoconsommer, « sortent » du réseau public et ne contribuent donc plus au financement du service public de l'électricité [...]. Que les gens autoconsomment c'est une chose, mais que des professionnels, hors cadre concurrentiel, démarchent des usagers pour leur vendre de l'énergie électrique à des coûts plus bas tout en se dégageant une belle marge, sans participer au service public de l'électricité et en le déséquilibrant, nous voulons l'éviter* ».

88. Le retrait partiel ou total de certains usagers du réseau public, notamment lorsqu'ils optent pour un modèle d'autoconsommation, entraîne de manière mécanique des répercussions financières soit sur le montant de la facture d'électricité supportée par les consommateurs restés sur le réseau, soit sur le budget du Pays. En effet, les auto-consommateurs ne contribuent plus au financement du service public de l'électricité – qu'il s'agisse de la taxe de transport, de la taxe communale, de la contribution de solidarité ou des coûts fixes du réseau – alors même qu'ils continuent de bénéficier indirectement de l'existence et de la stabilité de ce service. Si ces coûts sont répercutés sur les abonnés du service public – incluant les entreprises –, cela crée une distorsion de concurrence entre celles qui peuvent autoconsommer et celles qui, structurellement ou économiquement, ne le peuvent pas. Il en résulte une rupture d'égalité devant la charge du financement du service public.

89. Par ailleurs, la politique publique de l'énergie a notamment pour objectifs, conformément à l'article LP. 111-1 du code de l'énergie, d'améliorer l'accès à l'électricité pour tous dans des conditions de coûts supportables et d'assurer la disponibilité du service public du transport et de la distribution d'électricité.

90. Or, le recours à l'autoconsommation, tel que prévu dans le projet de texte, ne répond à aucun objectif d'intérêt général clairement identifié, ni ne contribue de manière systémique au développement du photovoltaïque à l'échelle du territoire. À l'inverse, le mécanisme du producteur exclusif permet d'assurer une production renouvelable injectée dans le réseau tout en garantissant une collecte intégrale des contributions destinées à financer le service public. Dans cette perspective, et afin d'éviter toute distorsion de concurrence injustifiée, l'Autorité recommande l'interdiction de l'autoconsommation.

91. Le silence de la réglementation actuelle sur la vente de l'énergie produite a permis aux installateurs d'unités de production photovoltaïques de procéder chez des particuliers à des installations dont ils restaient les propriétaires en concluant avec leurs clients un contrat de revente de l'électricité produite. Le syndicat Synergie, regroupant une partie des professionnels du secteur, a précisé lors de son audition que les installateurs restaient « *propriétaire de l'installation pendant 3 à 6 ans, sur un montage de type loi Girardin, durée pendant laquelle le consommateur nous paie son énergie à un prix contractuel suivant l'apport initial* ». Le consommateur paie ainsi un forfait mensuel à l'installateur « *jusqu'à paiement complet de*

l'installation », ce qui lui permet d'obtenir son électricité à un prix *« globalement moins cher que celui d'EDT »*.

92. Le porteur du texte estime que ce type de montage, ne sera plus possible avec le nouvel article LP 8, bien que celui-ci prévoie certaines exceptions au nouveau principe de l'interdiction de vente de l'électricité à un tiers qui ne serait pas gestionnaire du réseau concerné. En effet les exceptions, comme exposé supra, concernent les sites isolés, l'autoconsommation déléguée, les installations de moins de 1kW, et les opérateurs d'importance vitale.

93. Cependant, comme évoqué supra, le projet de réforme du code prévoit également à l'article LP 8 une autre dérogation avec le mécanisme de la LOA, dont les modalités de mis en œuvre, y compris les modalités de fixation du loyer payé par l'autoconsommateur, devront être précisées par arrêté en conseil des ministres. Sous réserve du contenu de ce futur arrêté, la possibilité d'octroyer une LOA sera réservée aux seuls banques et établissements de crédit agréés. Les installateurs professionnels estiment qu'ils se retrouveront ainsi évincés de ce marché qui, par le montage décrit supra, peut actuellement représenter environ 15 % de leur chiffre d'affaires.

94. En réalité les installateurs se trouveraient uniquement privés du chiffre d'affaires correspondant à la revente de l'électricité, et conserveraient le chiffre d'affaires constitué par la vente de l'unité de production photovoltaïque aux établissement financiers qui concluraient une LOA avec leurs clients, ainsi que celui correspondant au montage de l'installation même. Cette potentielle perte de chiffre d'affaires ne semble pas, pour l'Autorité, être constitutive d'une restriction de concurrence injustifiée au regard des objectifs poursuivis par le texte.

95. Par ailleurs, l'exception à l'interdiction de revente de l'électricité produite à un tiers, et relative à l'autoconsommation déléguée, permet aux groupes industriels intégrés verticalement la vente d'électricité entre la filiale productrice d'électricité et la filiale consommatrice. Les sociétés ne faisant pas partie d'un groupe intégré verticalement ne peuvent pas bénéficier du mécanisme de l'autoconsommation déléguée, et seraient alors contraintes d'acquérir une installation photovoltaïque si elles souhaitaient autoconsommer.

96. Aussi, au regard de la méthodologie d'évaluation des cadres réglementaires élaborée par l'OCDE, il conviendrait d'examiner si l'autoconsommation déléguée, en tant qu'exception au principe d'interdiction de revente à un tiers de l'électricité produite, constitue une exception dont la justification est rationnelle et clairement énoncée, et si cette exception est transparente et sera régulièrement réévaluée.

97. Logiquement, les petites sociétés voulant réduire leur facture énergétique en autoconsommant avec une installation photovoltaïque vont se tourner soit vers l'installation sur fonds propres, soit souscrire à une opération de LOA comme évoquée supra en s'orientant vers les établissements de crédit, afin d'accéder in fine à une situation d'autoconsommation. À ce stade de l'analyse subsiste cependant l'inconnue des conditions dans lesquelles la LOA sera encadrée, comme développé *supra*.

98. En revanche, les grandes sociétés chercheront probablement à remédier à cet éventuel désavantage concurrentiel : soit en créant une filiale dont l'activité serait l'installation d'unités de production photovoltaïque, soit en acquérant un installateur de la place. Une fois cette création ou acquisition réalisée, alors l'autoconsommation déléguée leur serait accessible. Il en résulte un risque de potentielle concentration du secteur des installateurs et, à terme, une éventuelle réduction de l'intensité concurrentielle sur ce marché.

99. Néanmoins cette exception au profit des groupes intégrés verticalement ne pose pas seulement la question, pour les autres sociétés de l'accès matériel aux installations photovoltaïques et du surcoût éventuel à cet accès. Cette différence de traitement peut générer des conséquences fiscales non encore mesurées, qui pourraient impacter la compétitivité des entreprises non intégrées verticalement.

100. Le porteur du texte justifie l'interdiction de revente de l'électricité par un objectif de préservation de l'équilibre économique du service public de l'énergie. Il justifie en parallèle l'exception de l'autoconsommation déléguée, comme développé précédemment, par le fait « de ne pas pénaliser l'équipement en installations de production d'énergie renouvelable des groupes d'entreprises qui souhaitent participer à la transition énergétique et qui dédient une filiale à cet effet ».

101. Dès lors, il apparaît à l'Autorité que l'interdiction de revente de l'énergie produite à un tiers, et l'obligation de revente au gestionnaire de réseau, posée par LP 311-4-1 est justifiée par les objectifs de préservation de l'équilibre économique du service public de l'énergie. En revanche, l'exception à cette interdiction générale par le mécanisme de l'autoconsommation déléguée apparaît difficilement justifiable au regard d'un objectif de politique publique, et risque de procurer un avantage concurrentiel aux groupes intégrés verticalement.

102. L'Autorité recommande donc le retrait de cette exception d'autoconsommation déléguée.

103. Néanmoins si le Pays devait maintenir cette exception, il devrait veiller à ce que :

- les modalités de mise en œuvre de la LOA, et notamment celles de fixation du loyer payé par l'autoconsommateur, qui seront fixées par arrêté en conseil des ministres ne conduisent pas à donner un avantage concurrentiel en faveur des groupes d'entreprises intégrés verticalement pouvant bénéficier de l'autoconsommation déléguée ;
- les dispositions fiscales en cours d'élaboration dans les titres V et VI du code de l'énergie prennent en considération ces disparités de traitement.

Recommandations :

L'Autorité recommande de :

1. Interdire l'autoconsommation ;
2. En cas de maintien de l'autoconsommation, retirer du projet de loi du pays le mécanisme de l'autoconsommation déléguée en raison de l'absence de justification d'un objectif de politique publique ;
3. En cas de maintien du mécanisme de l'autoconsommation déléguée, veiller à ce que les « sorties » du réseau public ne grèvent pas le financement du service public de l'électricité, et n'impactent pas le coût global de l'électricité pour les entreprises et particuliers qui demeurent sur le réseau public. Prévoir également des mécanismes de compensation partielle ou totale des pertes de recettes à faire supporter par les « sortants ».

2. S'AGISSANT DU PRINCIPE DE LA FILE D'ATTENTE

104. L'article LP 3 crée le principe de la file d'attente pour le traitement, par le gestionnaire de réseau, des demandes de raccordement qu'il reçoit, selon la règle du premier arrivé, premier servi. Pour être admis dans la file d'attente, le projet précise que les dossiers prennent rang lorsqu'ils sont complets, et sortent de la file d'attente à la date de mise en service du raccordement au réseau. Entre ces deux étapes, la file d'attente peut faire l'objet d'adaptations.

105. En première analyse, le principe de la file d'attente ne semble pas soulever de problématique de concurrence dans la mesure où le principe de liberté d'accès au réseau, consacré par le projet,

implique que les gestionnaires de réseau ont l'obligation de raccorder toute personne qui en ferait la demande. Seuls les coûts de raccordement, à la charge du demandeur, peuvent éventuellement dissuader celui-ci de réaliser l'opération s'ils venaient à être trop importants.

106. Cependant, en l'absence de l'arrêté en conseil des ministres, prévu par l'article LP 3, plusieurs incertitudes demeurent. Tout d'abord cet article LP 3 ne précise pas dans la rédaction du futur article LP 441-2 les conditions dans lesquelles un dossier doit être déclaré complet par le gestionnaire de réseau recevant la demande de raccordement, et ainsi prendre rang utile dans la file d'attente. Ensuite, les modalités d'adaptation de la file d'attente ne sont pas non plus connues de l'Autorité. Cela signifie à ce stade qu'un demandeur ne sait pas dans quelle mesure et pour quelles raisons son rang dans la file d'attente pourrait être modifié.

107. Or sur Tahiti, comme sur la majorité du territoire de la Polynésie française, le gestionnaire du réseau de distribution recevant les demandes de raccordement est EDT, qui est également à travers ses filiales le principal producteur d'électricité. La capacité du réseau n'étant pas infinie, et sa stabilité étant primordiale, cette position porte dès lors deux risques concurrentiels, déjà identifiés par l'Autorité[16] :

- Un risque de discrimination au profit de ses propres projets. La société pourrait en effet refuser de raccorder un projet concurrent en déclarant sa demande incomplète, en faisant valoir qu'un projet est impossible techniquement, en octroyant un raccordement mais à des conditions financières exorbitantes, ou alors en profitant de modalités d'adaptation de la file d'attente éventuellement imprécises.

- Un risque de captation d'information. L'examen des projets d'installation peut en effet être l'occasion pour EDT d'obtenir des informations privilégiées sur les projets concurrents, notamment techniques, ce qui peut conduire à calibrer et améliorer ses propres projets en mettant à profit ces informations, en particulier s'il a lui-même un projet concurrent.

108. Pour surmonter cette difficulté, le Pays devra tout d'abord veiller particulièrement à la rédaction de l'arrêté en conseil des ministres qui sera pris pour application de cette file d'attente. Les critères de complétude d'un dossier et les modalités d'adaptation de la file d'attente devront être transparents, objectifs et non discriminatoires afin de garantir à chaque demandeur d'un raccordement au réseau de distribution son rang utile dans la file d'attente.

109. Ensuite, le texte pourrait prévoir un contrôle de cette file d'attente par le régulateur du secteur de l'énergie, à savoir la DPE, qui a notamment pour mission le contrôle de l'application de la réglementation. En cas de litige sur le rang attribué au demandeur dans la file d'attente, celui-ci pourrait se tourner vers la DPE qui se substituerait alors au gestionnaire.

110. Enfin, le cas échéant, et comme l'avait suggéré l'Autorité dans son avis du 3 septembre 2020 précité, le droit positif pourrait prévoir une saisine pour avis de l'Autorité si les conditions d'attribution du rang dans la file d'attente par le gestionnaire du réseau étaient susceptibles de poser des questions de concurrence. De telles mesures devraient être de nature à s'assurer qu'un gestionnaire de réseau verticalement intégré ne profite de sa position pour empêcher ou retarder certains projets.

111. Il convient également de rappeler que l'Autorité est compétente pour sanctionner les abus de position dominante *ex post*. Ainsi, s'il était démontré qu'un acteur profitait de sa position dominante sur un marché (par exemple celui de la distribution) pour porter atteinte à certaines

[16] Voir notamment l'avis APC n° 2020-AO-02 précité.

entreprises concurrentes sur un autre marché où il serait également présent (par exemple la production), ce dernier serait susceptible d'être sanctionné[17].

Recommandations :

L'Autorité recommande de :

4. Prévoir des conditions transparentes, objectives et non discriminatoires :
   - d'octroi de la complétude d'un dossier de demande de raccordement au réseau par le gestionnaire pour l'attribution du rang dans la file d'attente ; et
   - des modalités d'adaptation de la file d'attente par le gestionnaire de réseau.
5. Limiter le contenu des dossiers de demande de raccordement à des éléments strictement nécessaires et, lorsque des éléments y figurant sont de nature sensible (*i.e.* relevant du secret des affaires), prévoir un mécanisme interne à EDT garantissant que ces informations ne puissent être divulguées à l'une de ses filiales actives dans la production d'énergie, ainsi qu'à tout personnel de ces sociétés ;
6. Imposer au gestionnaire de réseau la création d'un registre chronologique d'inscription des demandes de raccordement ;
7. Prévoir une obligation de motivation par le gestionnaire de réseau en cas de changement de rang du demandeur dans la file d'attente ;
8. Introduire un mécanisme de contrôle de cette file d'attente dans lequel la DPE serait le contrôleur et pourrait, en cas de litige, se substituer au gestionnaire de réseau pour l'attribution du rang utile dans la file d'attente du dossier concerné ;
9. Prévoir une possibilité de saisine pour avis de l'Autorité, par l'organe de contrôle de la file d'attente, dans l'hypothèse où les conditions d'attribution du rang dans la file d'attente seraient susceptibles de poser des questions de concurrence.

3. S'AGISSANT DU DISPOSITIF CONTRACTUEL

112. Comme exposé précédemment, le nouveau chapitre 4 du titre IV du code de l'énergie vient consolider les dispositifs contractuels liant les producteurs, les consommateurs, et les gestionnaires de réseau. L'article LP 3, avec le nouvel article LP 443-1 inséré dans le code de l'énergie, précise que, concernant les réseaux publics de distribution d'électricité de Tahiti, les modèles des contrats liant le gestionnaire de réseau et le producteur d'une part, le gestionnaire de réseau et le consommateur d'autre part, sont arrêtés respectivement en conseil des ministres et par l'autorité compétente (les communes).

113. L'Autorité a demandé ces modèles de contrat lors de l'instruction du présent avis, sans pouvoir les obtenir. Il n'a donc pas été possible d'analyser lesdits contrats afin de vérifier qu'ils ne

[17] C'est le cas si les marchés sont dits connexes. Voir par exemple sur ce point la décision du Conseil de la concurrence, n°04-D-32 du 08 juillet 2004, groupe Decaux.

contenaient aucune disposition risquant de venir perturber le fonctionnement concurrentiel des marchés concernés.

114. Interrogée sur ce point, EDT a indiqué ne pas avoir connaissance du nouveau modèle de CRAE. Par rapport au modèle actuel[18] il est prévu que le nouveau modèle soit simplifié : en effet le projet de loi du pays introduit dans le code de l'énergie un nouveau chapitre relatif à l'accès aux réseaux qui reprend toutes les règles à caractère général des actuels CRAE. Le futur modèle de CRAE devrait ainsi contenir uniquement les dispositions contractuelles figurant dans les conditions particulières des actuels CRAE.

115. Concernant les contrats de fourniture, EDT poursuit en précisant que « [a]*ujourd'hui les modèles de contrats de fourniture sont proposés par le concessionnaire, et validés par l'autorité concédante. Aucune clause contractuelle ne figure au contrat par la seule volonté du concessionnaire. C'est la même chose pour l'ensemble des concessions des entités Engie en Polynésie française. Si la réforme vise à donner compétence à l'autorité concédante pour établir le contrat de fourniture, il ne devrait pas y avoir de changement* ».

116. En l'absence de modèles établis pour les futurs contrats, l'Autorité ne peut procéder à une quelconque analyse de ceux-ci.

117. En revanche figure au futur article LP 443-3 du code de l'énergie la possibilité pour le gestionnaire de réseau de résilier unilatéralement le CRAE le liant à un producteur d'énergie dans plusieurs cas de figure limitativement énumérés. Parmi ces hypothèses se trouve celle permettant la résiliation unilatérale en cas « *de remplacement en une ou plusieurs fois de plus de 50 % des unités de production (panneaux solaires dans le cas d'une installation photovoltaïque)* ».

118. Ce cas de figure, contrairement aux autres cas énumérés par le projet de texte (déplacement des ouvrages de production nécessitant un déplacement du point de livraison, augmentation en une ou plusieurs fois d'au moins 10 % de la puissance initialement installée, changement de catégorie de puissance engendrant une modification du régime applicable, faute grave du producteur), ne semble pas de nature à pouvoir porter atteinte à la stabilité du réseau. En effet, dans le cas d'une installation photovoltaïque, celle-ci doit être de grande puissance (telle que les fermes solaires) pour pouvoir perturber le réseau avec une variation importante de sa production. Le texte ne procède par ailleurs à aucune distinction sur les conditions dans lesquelles le producteur peut être conduit à procéder à ce renouvellement : un aléa climatique pourrait par exemple être à l'origine d'une dégradation des panneaux photovoltaïques, obligeant le producteur à les remplacer. Ni le porteur de texte, ni les acteurs de la chaîne de valeur n'ont été en mesure de justifier en audition les raisons d'être de cette disposition[19]. L'exposé des motifs est silencieux sur cet ajout.

119. Or, d'une part, le remplacement de panneaux solaires par d'autres panneaux n'emporte pas nécessairement une augmentation de la capacité de production de l'installation, laquelle est encadrée contractuellement. L'article LP 3 du projet de texte prévoit par ailleurs l'insertion d'un article LP 442-2 indiquant que « *Toute modification, à l'initiative du producteur, d'une installation de production raccordée au réseau public d'électricité, entraînant une évolution des caractéristiques mentionnées dans le dispositif contractuel visé à la section 3 du présent chapitre, doit être notifiée par le producteur au gestionnaire de réseau, et le cas échéant au service en charge de l'énergie* ». En d'autres termes, un remplacement de panneaux solaires de l'installation qui viendrait modifier sa capacité de production est déjà appréhendé par le texte.

---

[18] Fixé en annexe 2 de l'arrêté n° 2128 CM du 23 novembre 2010.

[19] Ce cas de figure spécifique ne figurait pas dans la version initiale du projet de loi du pays.

120. D'autre part, cette mesure semble difficilement contrôlable. La TEP a déclaré en entretien n'avoir « *aucun moyen de contrôler les remplacements de panneaux solaires chez un producteur et leur pourcentage* [de renouvellement] ». Dans le cas des fermes solaires notamment, celles-ci ne produisent, contractuellement, qu'à hauteur de 75 % maximum de leur puissance théorique. Cela signifie que, schématiquement, 25 % de la capacité de production n'est pas employée, autorisant ainsi un remplacement d'une partie des panneaux solaires sans que cela ne s'en ressente dans la production d'énergie injectée sur le réseau du gestionnaire.

121. Interrogée sur ce point, EDT suppose que « [c]*ette clause pousse probablement à considérer qu'un remplacement de plus de 50% des unités de production doit s'apparenter à un cas de nouvelle installation, qui doit donc faire l'objet d'un nouveau dossier de déclaration et de nouveaux contrats solaires, notamment contrat d'achat avec prise en compte du tarif de rachat en vigueur au moment de la signature du nouveau contrat* », renvoyant ainsi vers les dispositions des articles LP 312-1 et suivants du code de l'énergie en vigueur, que le présent projet de texte ne vient pas modifier.

122. Cet article LP 312-1 dispose que « [l]*'exploitation d'une installation de production d'électricité doit être préalablement autorisée par le Président de la Polynésie française. [...] Le projet consistant à remplacer, en une seule ou plusieurs fois, un ou plusieurs équipements représentant cumulativement une part substantielle de l'installation d'origine est assimilé à une nouvelle installation remplaçant celle déjà autorisée dont l'exploitation est soumise, dès lors, à une nouvelle autorisation préalable* ».

123. En l'absence de justification objective, cette disposition semble même de nature à pouvoir freiner ou limiter la liberté d'investissement des producteurs dans des moyens de production éventuellement plus innovants ou plus efficients, sans que cela ne vienne perturber la stabilité du réseau. Le risque final pour le producteur, en cas de résiliation unilatérale du contrat par le gestionnaire du réseau sur lequel l'installation est raccordée, est de ne pas pouvoir obtenir de nouvelle autorisation d'exploitation.

Recommandation :

L'Autorité recommande de :

10. Préciser les objectifs poursuivis par la capacité de résiliation unilatérale par le gestionnaire de réseau (dans l'hypothèse du remplacement en une ou plusieurs fois de plus de 50 % des unités de production) et limiter le périmètre de cette faculté à l'atteinte de ces objectifs (par exemple, le maintien de l'équilibre des contrats).

Délibéré sur le rapport de M. Alexandre Raguideau, *rapporteur*, et l'intervention de Mme. Sophie Bresny, *rapporteur général*, par Mme. Johanne Peyre, *présidente*, Mme. Ingrid Izquierdo, MM. Enzo Silvestro et Pierre Frébault, *membres titulaires*, Mme. Béatrice Kwon et M. Vivien Terrien, *membres suppléants*.

CERTIFIÉ CONFORME A L'ORIGINAL

Service de la Procédure
Autorité Polynésienne de la Concurrence
Responsable Bureau de la Procédure

Sabrina EMEN

La présidente

Johanne Peyre

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS

1. Interdire l'autoconsommation ;
2. En cas de maintien de l'autoconsommation, retirer du projet de loi du pays le mécanisme de l'autoconsommation déléguée en raison de l'absence de justification d'un objectif de politique publique ;
3. En cas de maintien du mécanisme de l'autoconsommation déléguée, veiller, à ce que les « sorties » du réseau public ne grèvent pas le financement du service public de l'électricité, et n'impactent pas le coût global de l'électricité pour les entreprises et particuliers qui demeurent sur le réseau public. Prévoir également des mécanismes de compensation partielle ou totale des pertes de recettes à faire supporter par les « sortants » ;
4. Prévoir des conditions transparentes, objectives et non discriminatoires :
    - d'octroi de la complétude d'un dossier de demande de raccordement au réseau par le gestionnaire pour l'attribution du rang dans la file d'attente ; et
    - des modalités d'adaptation de la file d'attente par le gestionnaire de réseau.
5. Limiter le contenu des dossiers de demande de raccordement à des éléments strictement nécessaires et, lorsque des éléments y figurant sont de nature sensible (i.e. relevant du secret des affaires), prévoir un mécanisme interne à EDT garantissant que ces informations ne puissent être divulguées à l'une de ses filiales actives dans la production d'énergie, ainsi qu'à tout personnel de ces sociétés ;
6. Imposer au gestionnaire de réseau la création d'un registre chronologique d'inscription des demandes de raccordement ;
7. Prévoir une obligation de motivation par le gestionnaire de réseau en cas de changement de rang du demandeur dans la file d'attente ;
8. Introduire un mécanisme de contrôle de cette file d'attente dans lequel la DPE serait le contrôleur et pourrait, en cas de litige, se substituer au gestionnaire de réseau pour l'attribution du rang utile dans la file d'attente du dossier concerné ;
9. Prévoir une possibilité de saisine pour avis de l'Autorité, par l'organe de contrôle de la file d'attente, dans l'hypothèse où les conditions d'attribution du rang dans la file d'attente seraient susceptibles de poser des questions de concurrence ;
10. Préciser les objectifs poursuivis par la capacité de résiliation unilatérale par le gestionnaire de réseau (dans l'hypothèse du remplacement en une ou plusieurs fois de plus de 50 % des unités de production) et limiter le périmètre de cette faculté à l'atteinte de ces objectifs (par exemple, le maintien de l'équilibre des contrats).