



Série économique
ENE 38
Janvier 2020

Achats d'énergies renouvelables
Par les collectivités
(électricité et gaz)



Avec le soutien technique
et financier de

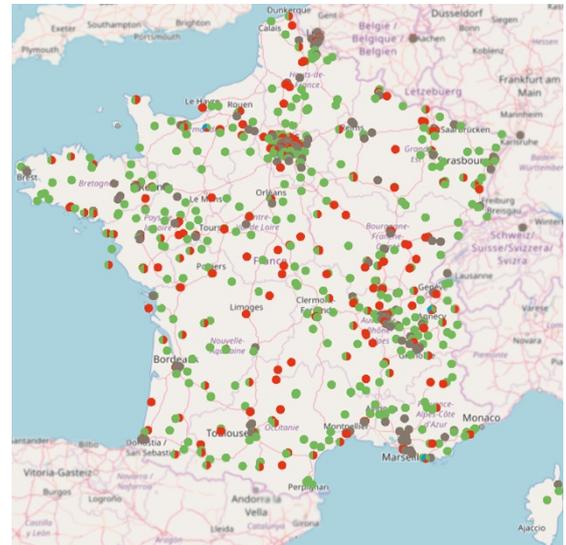


PRÉSENTATION D'AMORCE

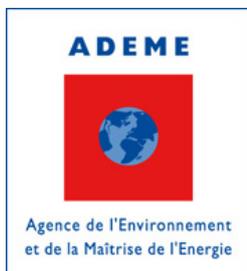
Rassemblant plus de 930 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition énergétique (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification), de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets) et de gestion du cycle de l'eau.

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'État et du Parlement) AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique, dans l'économie circulaire et dans la gestion durable de l'eau. Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations professionnelles et des organisations non gouvernementales, elle a joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du Fonds Chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création de nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation des logements énergivores, réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie...).



PRÉSENTATION DE L'ADEME



L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

Contact pour ce guide : Brice ARNAUD

ADEME

20, avenue du Grésillé, BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01

Tel : 02 41 20 41 20

www.ademe.fr - [@ademe](https://twitter.com/ademe)

AMORCE / ADEME – Janvier 2020

Publication réalisée en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience et qui nous ont fourni des documents pour illustrer cette publication.

RÉDACTEURS

Baptiste VEZOLE, bvezole@amorce.asso.fr

Comité de relecture : Brice ARNAUD, ADEME ; Isabelle DEBRICON, PARIS ; Maxime ANCHISI, SIGERLY ; Aude LENOIR, ADUHME ; Gregory DISSOUBRAY ; ENERCOOP, Eugénie BARDIN, ENERCOOP ; Mathis DUVOT, CRE.

Relecture : Julie PURDUE, AMORCE, Joël RUFFY, AMORCE

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Janvier 2020

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	7
SYNTHÈSE – MARCHÉ DE L'ÉNERGIE.....	8
<i>CAS DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ</i>	<i>8</i>
<i>CAS DES TARIFS DU GAZ NATUREL.....</i>	<i>9</i>
MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	9
<i>CHAÎNE DE VALEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....</i>	<i>10</i>
<i>DECOMPOSITION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LA FACTURE.....</i>	<i>11</i>
MARCHÉS DU GAZ NATUREL EN FRANCE	12
<i>CHAÎNE DE VALEUR DU GAZ NATUREL.....</i>	<i>12</i>
<i>DECOMPOSITION DU PRIX DU GAZ NATUREL SUR LA FACTURE.....</i>	<i>13</i>
1. ACHATS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET ENJEUX POUR LA COLLECTIVITÉ	17
1.1. QU'EST-CE QU'UNE OFFRE DE FOURNITURE D'ÉNERGIE « VERTE » ?	17
1.2. ACHAT D'ÉNERGIE « VERTE » : QUELS ENJEUX POUR LA COLLECTIVITÉ ?	18
2. COMMENT SAVOIR SI L'ÉNERGIE ACHETÉE EST D'ORIGINE RENOUVELABLE ?	19
2.1. LES DISPOSITIFS DE GARANTIES D'ORIGINE (GO).....	19
2.2. GARANTIR L'ORIGINE DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE	20
<i>2.2.1. CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE</i>	<i>20</i>
<i>2.2.2. LE RÔLE DE POWERNEXT.....</i>	<i>20</i>
<i>2.2.3. FONCTIONNEMENT DES GARANTIES D'ORIGINE POUR L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE</i>	<i>21</i>
<i>2.2.4. ÉTAT DES LIEUX DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN 2018.....</i>	<i>24</i>
<i>2.2.5. ÉTAT DES LIEUX DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE VENDUE EN 2018 ET ÉVOLUTIONS DU MARCHÉ EN 2019.....</i>	<i>25</i>
<i>2.2.6. QU'EN EST-IL EN EUROPE ?.....</i>	<i>28</i>
2.3. GARANTIR L'ORIGINE DU GAZ RENOUVELABLE	32
<i>2.3.1. CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE</i>	<i>32</i>
<i>2.3.2. LE RÔLE DE GRDF.....</i>	<i>32</i>
<i>2.3.3. FONCTIONNEMENT DES GARANTIES D'ORIGINE (GO) POUR LE BIOMÉTHANE.....</i>	<i>33</i>
<i>2.3.4. ÉTAT DES LIEUX DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN 2018/2019.....</i>	<i>37</i>
<i>2.3.5. ÉTAT DES LIEUX DU GAZ RENOUVELABLE VENDU EN 2018.....</i>	<i>38</i>
<i>2.3.6. QU'EN EST-IL EN EUROPE (ITALIE, ROYAUME-UNI, ALLEMAGNE) ?.....</i>	<i>38</i>
3. COMMENT ACHETER DE L'ÉNERGIE « VERTE » ?.....	40
3.1. POURQUOI ACHETER DE L'ÉNERGIE VERTE ?	40
3.2. COMMENT FAIRE ?	42
<i>3.2.1. STADE DE LA DÉFINITION DU BESOIN, DE L'OBJET ET DE LA FORME DU MARCHÉ.....</i>	<i>43</i>
<i>3.2.2. STADE DE LA DÉFINITION DES LOTS.....</i>	<i>45</i>
<i>3.2.3. STADE DE LA DÉFINITION DE LA PROCÉDURE.....</i>	<i>45</i>
<i>3.2.4. STADE DE LA RÉDACTION DU CAHIER DES CHARGES ET DE SPÉCIFICATIONS TECHNIQUES.....</i>	<i>48</i>
<i>3.2.5. STADE DU CHOIX DES CRITÈRES D'ATTRIBUTION.....</i>	<i>49</i>
<i>3.2.6. ACHETER DE L'ÉNERGIE VERTE TRACÉE ET PLUS DURABLE ?.....</i>	<i>52</i>
4. RESULTATS DE L'OBSERVATOIRE DES OFFRES DE MARCHÉ 2018	54
4.1. POUR L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE	54
4.2. POUR LE BIOMÉTHANE (GAZ RENOUVELABLE)	58
5. FICHES DE RETOURS D'EXPÉRIENCE DE COLLECTIVITÉS.....	62
CONCLUSION	65

BIBLIOGRAPHIE.....	66
ANNEXES.....	67
ANNEXE 1 : DETAILS DES COUTS FACTURES PAR POWERNEXT DANS LE CADRE DU REGISTRE NATIONAL DES GARANTIES D'ORIGINE DE L'ELECTRICITE - 2019.....	67

INTRODUCTION

Le développement des énergies renouvelables (EnR) fait partie des enjeux clés de la politique énergétique française, avec un objectif de 33% au moins de la consommation finale brute d'énergie en 2030¹. Pour parvenir cet objectif, les EnR devront notamment représenter 40% de la production d'électricité et 10% de la consommation de gaz. Sur une échelle plus globale, ce développement contribue également aux engagements de la France, en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique².

L'essentiel des dispositifs réglementaires, législatifs et fiscaux, pour atteindre ces objectifs en matière d'énergies renouvelables, est axé sur la production et la création de nouvelles unités (fonds chaleur, tarif d'achat et prime de complément de rémunération, etc.). Le financement de ces mesures est mutualisé, via des taxes prélevées sur la facture d'énergie³. Cependant, les consommateurs d'énergie peuvent aussi jouer un rôle plus poussé, en faveur du développement des EnR.

Les acteurs publics sont au cœur de ces enjeux, à la fois par leur devoir d'exemplarité auprès des citoyens, mais également par leur pouvoir d'action sur les territoires. Ainsi, les acteurs publics qui souhaitent participer à l'émergence des énergies renouvelables peuvent :

- Porter et/ou accompagner les projets d'EnR sur les territoires afin de favoriser la production
- Acheter toute ou partie de leur consommation d'énergie à partir de sources renouvelables (énergie dite « verte »).

Ces solutions comportent chacune des avantages et des inconvénients, et peuvent être réalisées ou accompagnées de manières plus ou moins approfondies. À chaque collectivité de saisir les tenants et aboutissants de ces modes d'action et d'en orienter ses choix.

La présente note se concentre exclusivement sur les achats d'énergies renouvelables (électricité et gaz naturel), et vise à répondre aux questions des collectivités locales relatives à ce sujet : qu'est-ce qu'une offre de fourniture « verte » ? Quels sont les mécanismes sous-jacents pour tracer l'énergie renouvelable ? Comment intégrer cette demande dans un marché public ? L'achat « vert » permet-il réellement de contribuer au développement des énergies renouvelables ? Faut-il chercher une simple traçabilité ou exiger des attributs supplémentaires à l'énergie fournie ? Etc.

Le contexte de la fin des tarifs réglementés de vente (TRV) de l'énergie doit également être l'occasion de repenser ses besoins, en mettant en perspective ses objectifs, ses moyens et l'impact environnemental et sociétal de ses investissements.

Les parties 1 et 2 de la présente note s'appliquent à décrire le marché de l'énergie en France et plus particulièrement celui de l'énergie verte. Cet état des lieux doit permettre de prendre du recul sur le sens, l'objectif et l'impact de l'achat d'énergie verte. La partie 3 elle, s'adresse directement à l'acheteur de la collectivité, afin de lui transmettre des éléments opérationnels pour la construction d'un marché d'achat d'énergie verte. La partie 4, donne des éléments de décisions du panel de collectivités, extraits de notre dernier observatoire des marchés. Enfin, la partie 5 est composée de retours d'expériences précis de collectivités, quant à leurs marchés d'achat d'électricité et de gaz verts.

¹ Article L100-4 du code de l'énergie, modifié par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019

² Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 (cf. loi précitée).

³ La TICPE (ou taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques), un impôt qui porte sur les différents produits pétroliers, finance l'essentiel des actions de soutien au développement des EnR, via une affectation partielle de ses recettes au compte d'affectation spécial, transition énergétique.

SYNTHÈSE – MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

Les marchés de l'électricité et du gaz naturel, historiquement régulés par l'État à travers les opérateurs historiques (EDF, GDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD)), sont restés en quasi-monopole⁴ jusqu'au début des années 2000. La totalité des marchés (particuliers et professionnels) étaient soumis aux tarifs réglementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics et mis à jour régulièrement, selon délibération de la commission de régulation de l'énergie (CRE)⁵.

Avec la publication de deux directives européennes à la fin des années 90 (96/92 du 19 décembre 1996 pour l'électricité, et 98/30 du 22 juin 1998 pour le gaz), l'Europe a souhaité construire un marché de l'énergie à l'échelle de l'Union Européenne, en passant de plusieurs marchés nationaux peu connectés entre eux à un seul marché européen organisé.

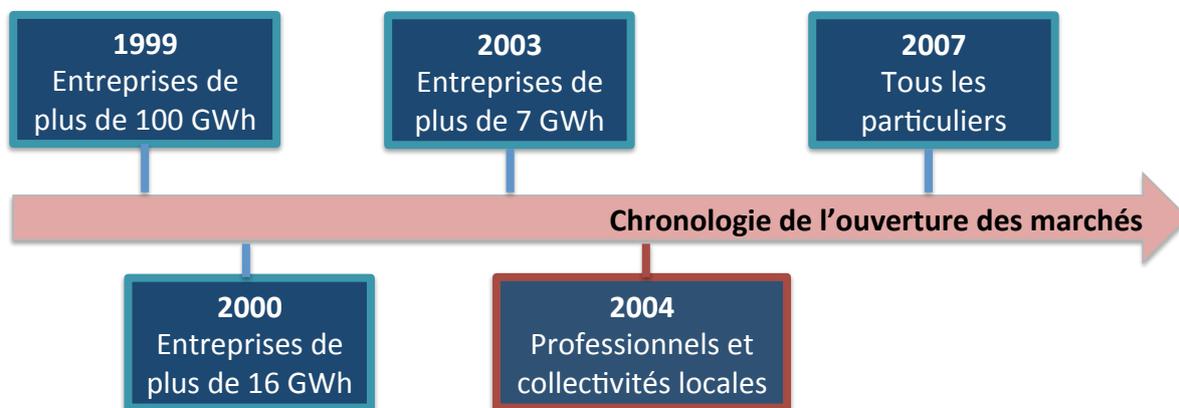


Figure 1 : Chronologie de l'ouverture des marchés de détail en France

La France a adapté ces directives sur son territoire en ouvrant progressivement ses marchés entre 1999 et 2007. La Figure 1 présente les étapes de cette ouverture.

Ainsi, depuis 2007, tous les consommateurs de gaz naturel et d'électricité peuvent choisir, sur le marché de détail, entre des offres de marché ou des tarifs réglementés. Si tous les fournisseurs alternatifs et historiques peuvent proposer des offres de marché, seuls les fournisseurs historiques (EDF, Engie et les ELD) sont en mesure de proposer des offres de marchés ET des tarifs réglementés.

Cas des tarifs de l'électricité

EDF, par sa position de fournisseur national historique, est toujours en position dominante (les fournisseurs alternatifs détenaient 35% du marché de l'électricité en volume, à +4% en 2018). De plus, l'essentiel du parc de production d'électricité est détenu par cette même entreprise. Pour permettre l'apparition de concurrents, l'ouverture du marché de l'électricité français, a notamment été encadrée par la loi NOME (loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010) portant une nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Ainsi, la loi NOME prévoit notamment :

- Que les fournisseurs alternatifs puissent disposer d'un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)⁶.

⁴ Sur des petites portions du territoire (environ 5%), les entreprises locales de distribution (ELD) assuraient et assurent encore la distribution et la fourniture du gaz et de l'électricité

⁵ Voir la définition de la méthode de calcul des TRV par empilement (depuis 2014), selon l'article L. 337-6 du code de l'énergie ou la délibération CRE 2019-028 pour une application précise au cas de l'électricité

⁶ L'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder à 100TWh de la production électro-nucléaire d'EDF (soit 25% de la production), à un prix fixe (42€/MWh depuis 2012). Le plafond pourra être relevé par décret et validation de la commission européenne, à 150TWh (soit 38% de la production) à compter du 1^{er} janvier 2020, suite à la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019.

- La suppression des TRV au 1^{er} janvier 2016 pour les sites de consommation non-domestiques de puissance souscrite supérieure à 36 kVA (ex-tarifs jaunes et verts).
- La création d'un mécanisme de capacité, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017⁷.
- Le passage à une méthode de calcul des TRV dite, par empilement⁸.

La loi Énergie Climat de 2019, acte la fin des TRV pour les « *consommateurs finals non domestiques qui emploient un minimum de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuel n'excèdent pas 2 millions d'euros* » et donc pour les collectivités remplissant ces critères. Un arrêté viendra préciser ce qui entre dans la définition des recettes, du chiffre d'affaires et des bilans dans le cas des collectivités.

La méthode de calcul des TRV, dite par empilement, repose sur les coûts de marché (dont une part ARENH) et de commercialisation, supportés par les fournisseurs, par opposition à l'ancienne méthode dite comptable, qui répercutait les coûts réels de fonctionnement d'EDF. Il est important de noter que la « *tarification par empilement des TRV, vise à garantir la contestabilité des TRV, qui se définit comme la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF, présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité, de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux TRV* »⁹.

Par conséquent, depuis le 1^{er} janvier 2016, tous les sites de consommation électrique de moyenne et grande puissance (>36kVA) sont passés en offre de marché. De plus, pour les sites ≤ 36 kVA, les collectivités auront, selon leur taille à ouvrir leur marché à la concurrence. La loi Énergie Climat, entraîne de nouvelles restrictions à ce sujet, en indiquant que les structure de plus de 10 employés et de plus de 2 millions d'euros de chiffre d'affaires, de recettes ou de total de bilan annuel ne pourront plus prétendre aux TRV à partir du 1^{er} janvier 2021.

Cas des tarifs du gaz naturel

Les fournisseurs alternatifs de gaz naturel ont pu, de par le caractère importé de ce fluide, dès l'ouverture des marchés, proposer des offres compétitives aux consommateurs. Le marché du gaz naturel, du fait de sa typologie, n'a donc pas eu besoin de bénéficier d'un encadrement aussi précis que le marché de l'électricité pour s'ouvrir à la concurrence.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, tous les sites de consommation annuelle de référence (CAR) supérieure à 30 MWh¹⁰ sont passés en offre de marché pour leur fourniture de gaz naturel.

Afin de satisfaire les directives européennes, la loi Énergie et Climat de 2019 programme la suppression des TRV de gaz à compter du 1^{er} décembre 2020 pour les consommateurs professionnels auxquels sont assimilées les collectivités et au 30 juin 2023 pour les clients particuliers.

Marché de l'électricité en France

Pour une présentation plus détaillée du marché de l'électricité, nous vous invitons à vous reporter au document suivant commandé par le service des achats de l'État (SAE) :

Guide sur l'achat public d'énergie, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment », 2015

⁷ Lire à ce sujet la publication d'AMORCE : *ENE 18 - Mécanisme de capacité : quelles répercussions pour les collectivités locales ?*, mars 2017

⁸ Voir décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014.

⁹ Délibération de la CRE N°2018-157

¹⁰ Une exception est permise pour tout immeuble à usage principal d'habitation de CAR < 150 MWh

Chaîne de valeur de l'électricité

Le marché de l'électricité est composé de 4 grands pôles qu'il convient de connaître pour comprendre son fonctionnement :

- **LA PRODUCTION** : L'électricité est générée par l'intermédiaire de centrales de production implantées sur le territoire français, voire européen. La production d'électricité est intimement liée à la commercialisation¹¹ par l'intermédiaire des fournisseurs. Cette activité n'est pas régulée, et les producteurs d'électricité sont en concurrence en vue de proposer les meilleurs prix pour l'électricité qu'ils vendent. Les producteurs d'électricité renouvelable peuvent bénéficier d'un tarif d'achat ou du complément de rémunération pour leur production.
- **LE TRANSPORT** : Entre les lieux de production et les bassins de consommation, l'électricité est acheminée via un réseau maillé à haute tension, géré en monopole par RTE. Le réseau de transport peut être assimilé à des « autoroutes » de l'électricité. Seuls certains très gros consommateurs peuvent être reliés au réseau de transport. Cette activité est régulée.
- **LA DISTRIBUTION** : Une fois acheminée sur de plus ou moins longues distances par l'intermédiaire du réseau de transport, ou parfois directement depuis le réseau de distribution, l'électricité est distribuée aux consommateurs par l'intermédiaire du réseau de distribution à un niveau basse tension. ENEDIS (ex-ERDF) ainsi qu'une centaine d'ELD distribuent l'électricité sur le territoire. Cette activité est régulée.
- **LA COMMERCIALISATION** : Les fournisseurs d'électricité achètent l'électricité (sur le marché de gros ou directement à des producteurs), puis la revendent, au détail, aux consommateurs finaux. Ils sont le principal interlocuteur des consommateurs d'électricité, et sont chargés d'éditer les factures et de collecter les paiements. La commercialisation de l'électricité est ouverte à la concurrence, et de nombreux fournisseurs (historiques et alternatifs) opèrent sur le marché de détail.

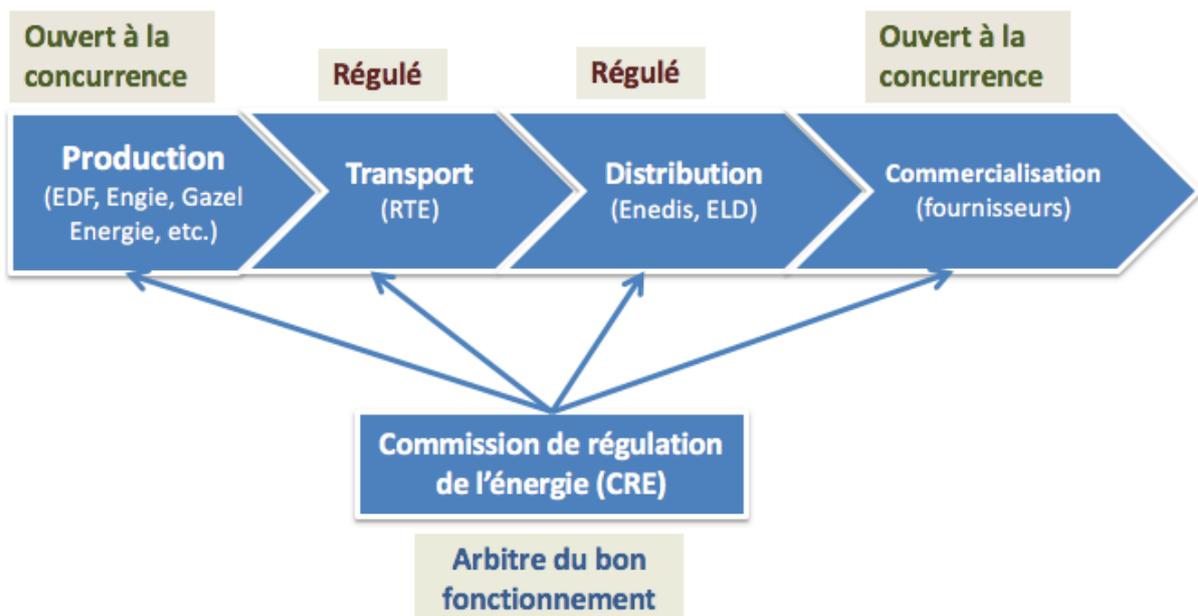


Figure 2: Chaîne de valeur de l'électricité

¹¹Ce lien est d'autant plus marqué selon les modes d'approvisionnement des fournisseurs : gré à gré avec les producteurs, passage par le marché organisé, dispositif ARENH, etc.

Décomposition du prix de l'électricité sur la facture

La facture d'électricité d'un consommateur final peut se diviser en trois grandes familles :

→ **Une part fourniture** : Elle couvre les coûts de l'électron lui-même (et dépend donc des mécanismes présentés dans la section précédente, mais aussi de la réglementation imposée aux fournisseurs comme les CEE, pour les consommations concernées, ou les marchés de capacités), du caractère « vert de l'offre » (garanties d'origine, critères d'additionnalité à ces garanties d'origine) et du service commercial proposé par le fournisseur (facturation, frais de personnel, etc.)

→ Une part taxes et contributions :

- La Contribution au Service Public de L'Énergie (CSPE) - finance les charges de service public de l'électricité. La CSPE a été réformée en 2016 pour être intégrée au budget de l'Etat et ne participe plus directement au financement du soutien aux EnR. Cependant, son montant doit être mis en perspective avec les aides au développement des EnR. Cette contribution représente 22,5 €/HT/MWh en 2019.
- Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) – sont des taxes locales, redistribuées aux départements, aux communes et/ou aux EPCI¹², voire aux syndicats d'énergie.
- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) – permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Elle est de 27,04% des coûts fixes du TURPE.
- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) – elle est de 20% sur l'ensemble des postes, sauf sur le montant de l'abonnement (part du TURPE fixe) et de la CTA des sites d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA, ou un taux réduit de 5,5% s'applique.

→ **Une part acheminement** via le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) : elle couvre les coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, et comporte une part abonnement fixe et une part variable en €/MWh.

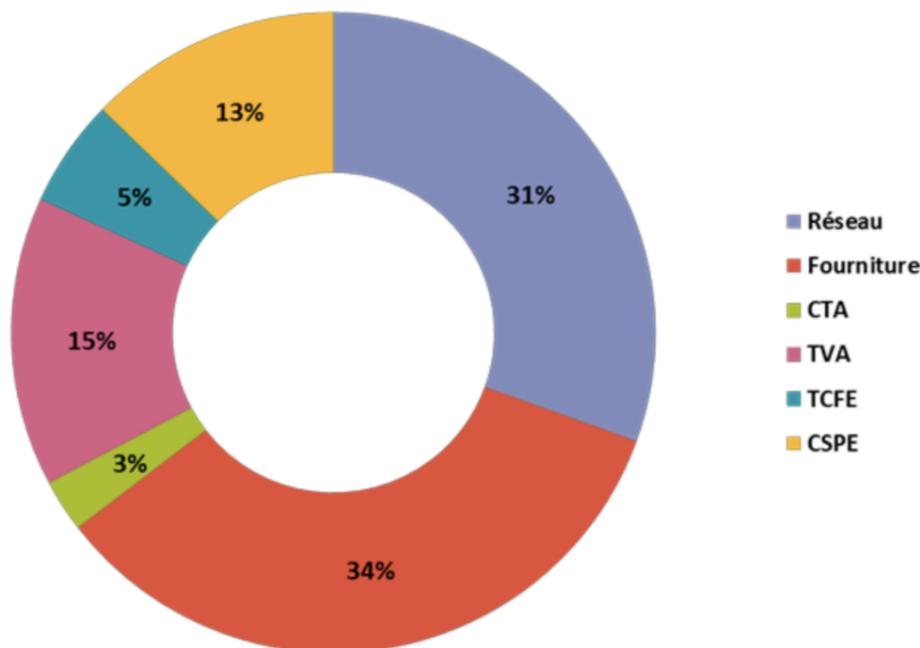


Figure 3 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel, au 31 mars 2019 (Source : CRE)

¹² Etablissement public de coopération intercommunale

La Figure 3, pour laquelle les chiffres sont issus de la CRE¹³, présente la ventilation des postes de coûts pour la facture d'un client au tarif bleu résidentiel. Il n'existe à ce jour aucune référence officielle pour la ventilation des factures des moyens et gros consommateurs.

La part fournisseur représente environ entre 30 et 50% du prix final payé selon les consommateurs d'électricité. Tous les autres postes de coûts étant imposés aux fournisseurs, il s'agit alors de la seule part de la facture réellement en concurrence dans un appel d'offres.

Marchés du gaz naturel en France

Pour une présentation plus détaillée du marché du gaz naturel, nous vous invitons à vous reporter au document suivant commandé par le service des achats de l'État (SAE) :

Guide sur l'achat public d'énergie, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment », 2015

Chaîne de valeur du gaz naturel

Le marché du gaz naturel est composé de 5 grands pôles :

- La PRODUCTION : Le gaz naturel est extrait par des producteurs puis acheminé jusqu'en France¹⁴. Il peut être importé de deux manières :
 - Sous forme gazeuse, par l'intermédiaire des gazoducs. Dans ce cas, il est injecté dans le réseau de transport de gaz aux interconnexions terrestres frontalières ;
 - Sous forme liquide (GNL), par l'intermédiaire des terminaux méthaniers¹⁵.

L'activité de production est ouverte à la concurrence.

- Le TRANSPORT : Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distribution publique et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain. Il est exploité par deux opérateurs : GRTgaz (GRTgaz Nord et GRTgaz Sud) et TIGF (zone Sud-Ouest). Cette activité est régulée.
- Le STOCKAGE : Contrairement à l'électricité qui ne peut être stockée qu'en petite quantité, le gaz naturel peut l'être massivement. Cela permet notamment de combler le décalage existant entre une consommation en gaz saisonnière et un approvisionnement continu et régulier, et procure au réseau une certaine sécurité d'approvisionnement. Deux acteurs officient en France : Storengy/Géométhane et TIGF. Depuis 2018, l'accès au stockage souterrain de gaz naturel est régulé¹⁶.
- La DISTRIBUTION : Après transfert depuis le réseau de transport, le gaz naturel est distribué aux consommateurs par l'intermédiaire du réseau de distribution à un niveau de plus basse pression. GRDF ainsi qu'une vingtaine d'ELD distribuent le gaz sur le territoire. Cette activité est régulée.
- La COMMERCIALISATION : Les fournisseurs achètent le gaz naturel (sur les marchés intermédiaires, directement aux producteurs ou à d'autres fournisseurs), puis le revendent, au détail, aux consommateurs finaux. Ils sont le principal interlocuteur des consommateurs de gaz naturel, et sont chargés d'éditer les factures et de collecter les paiements. La commercialisation du gaz naturel est ouverte à la concurrence, et de nombreux fournisseurs (historiques et alternatifs) opèrent sur le marché de détail.

¹³ Observatoire des marchés de détail du premier trimestre 2019 - CRE

¹⁴ à 84% par gazoducs via les points d'interconnexion (Norvège, Russie, Pays-Bas, etc.) et à 16% par bateau via les terminaux méthaniers (Algérie, Qatar, etc.) – Source : Gas in Focus : observatoire du gaz – GRTgaz, SIAPARTNERS, 2015

¹⁵ L'approvisionnement en GNL par les fournisseurs d'énergie est ouvert à la concurrence, mais ils répercutent cependant une contribution d'accès à ce service sur la facture, l'ATTM (voir page suivante), qui elle est régulée.

¹⁶ Voir à ce sujet : ENE27- Stockage souterrain de gaz naturel : Quelles perspectives pour les marchés de fourniture des collectivités ? AMORCE, décembre 2017

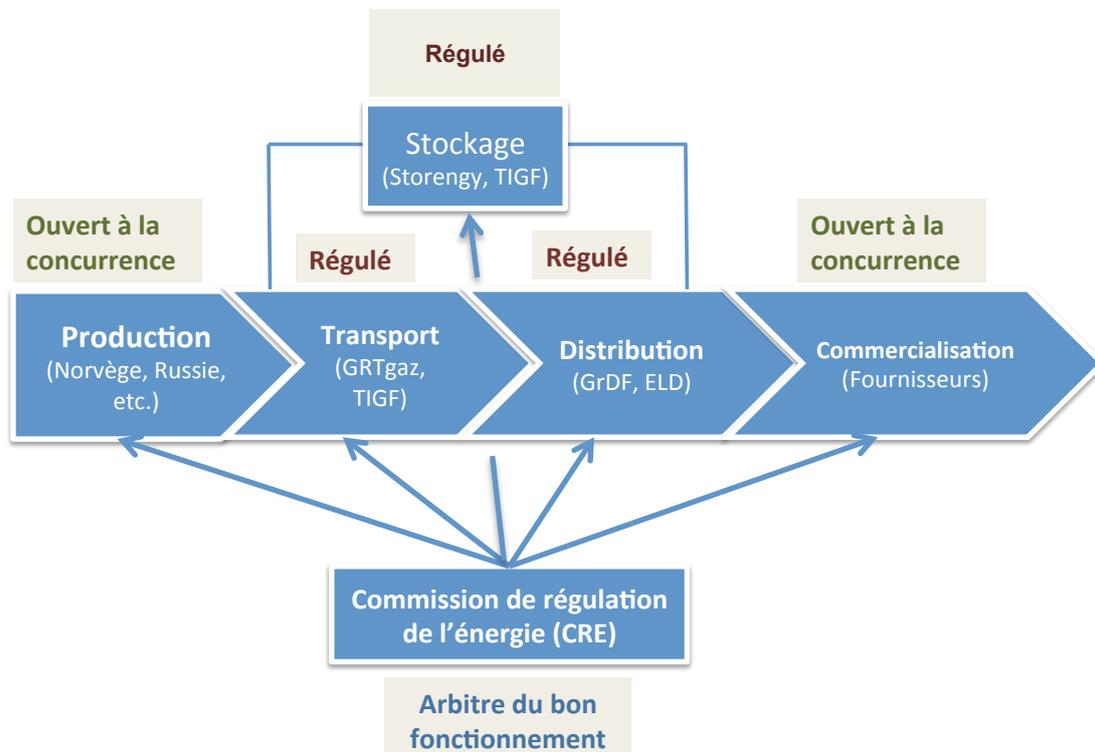


Figure 4 : Chaîne de valeur du gaz naturel

Décomposition du prix du gaz naturel sur la facture

La facture de gaz d'un consommateur final se divise en trois grandes familles :

→ **Une part fourniture** : elle couvre les coûts de l'approvisionnement de la molécule (et dépend donc des relations entre fournisseurs, producteurs et marchés organisés), des réglementations sur les CEE ou le stockage et du service commercial proposé par le fournisseur (facturation, frais de personnel et de gestion, etc.).

→ Une part taxes et contributions :

- La Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN) – est collectée par les fournisseurs puis reversée aux services des douanes de l'État. En 2019, elle représente 8,45 €/HT/MWh. Cette taxe, qui intègre la Contribution Climat Énergie (CCE), évoluait selon le prix de la tonne de carbone (jusqu'à son gel en 2019) et selon la part de gaz renouvelable dans les réseaux (prix à la baisse à 8,44€/MWh en 2020). Les recettes de la TICGN servaient à soutenir le développement du biométhane en France et à lutter contre la précarité énergétique via les tarifs sociaux du gaz. Cette recette est cependant affectée au budget général de l'Etat dans la loi de finance 2020. La TICPE seule (taxe sur les produits pétroliers) couvre les dépenses du compte d'affectation spécial transition énergétique.
- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) – permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Elle s'applique sur l'ATRT (4,71%) et les coûts fixes de l'ATRD (20,8%).
- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) – elle est de 5,5% sur les charges fixes de la facture (ATRT, ATS, ATRD part fixe, CTA ou abonnement éventuel) et de 20% sur le montant des consommations (part variable de l'ATRD et prix de la molécule) et sur la TICGN.

→ Une part acheminement :

- L'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport (ATRT) permet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de transport (GRTgaz et TIGF). L'ATRT est spécifique à chaque réseau de transport et est fixé par la CRE avec accord du ministre chargé de l'énergie. L'ATRT intègre depuis 2018 une partie du coût de l'accès au stockage souterrain de gaz (ATS).
- L'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution (ATRD) – permet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de distribution (GRDF pour 95%, les ELD pour le reste). L'ATRD est fixé par la CRE avec accord du ministre chargé de l'énergie, et son montant peut varier à la fois suivant le gestionnaire du réseau de distribution et la consommation annuelle des sites. Ce tarif comporte une part variable en €/MWh et une part fixe.
- L'Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers (ATTM) – permet de rémunérer les services des terminaux méthaniers si l'arrivée du gaz se fait sous forme de GNL. Ce tarif est également fixé par le CRE.
- L'accès au stockage¹⁷ ou ATS enfin, permet de lisser les surcoûts liés aux variations saisonnières de la consommation.

La Figure 5 présente à titre d'exemple les postes de coûts d'un client résidentiel moyen aux tarifs réglementés d'ENGIE¹⁸.

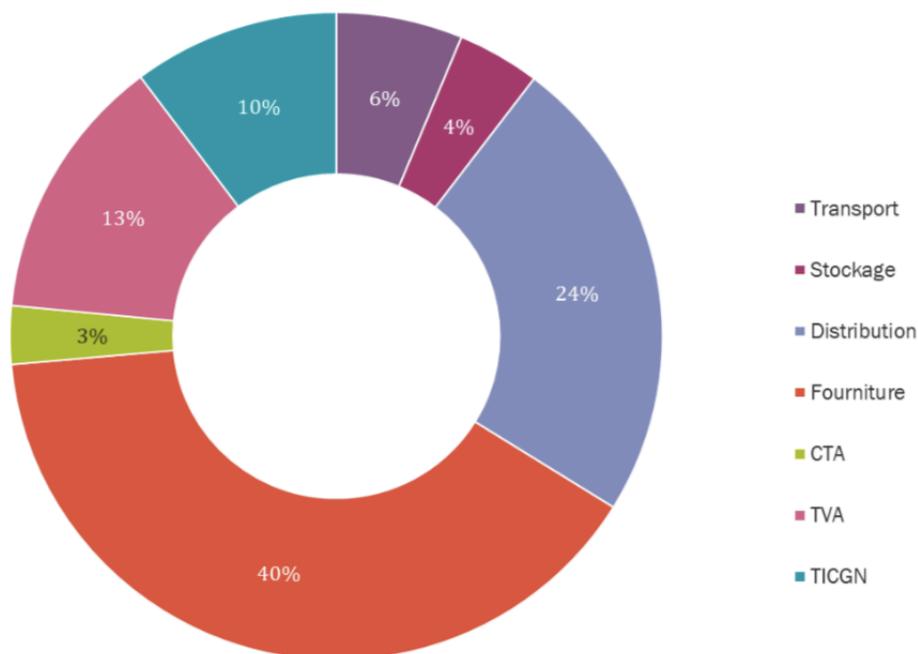


Figure 5 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité d'Engie pour un client résidentiel moyen, au 31 mars 2019 (Source : CRE)

La part fournisseur représente ici 40% du prix final payé. Bien que cette part ait tendance à croître avec la taille d'un marché, il s'agit tout de même de la seule part de la facture réellement en concurrence dans un appel d'offres. Le reste des postes de coûts est régulé par les pouvoirs publics.

¹⁷ Voir à ce sujet : ENE27- Stockage souterrain de gaz naturel : Quelles perspectives pour les marchés de fourniture des collectivités ? AMORCE, décembre 2017

¹⁸ Observatoire des marchés de détail du premier trimestre 2019 - CRE

Qu'a permis l'ouverture des marchés pour l'énergie verte ?

L'ouverture des marchés pour l'énergie verte a permis une diversification des possibilités d'achats pour les consommateurs d'électricité et de gaz naturel. **Chaque consommateur peut ainsi faire le choix¹⁹ de souscrire une offre « verte »**, lui permettant de se fournir en énergie produite par des sources renouvelables.

Dans son marché public d'achat d'énergie, si la collectivité ne précise pas le pourcentage demandé d'énergie renouvelable, alors elle bénéficiera des conditions standard de fourniture. Ainsi, en 2018, elle obtenait près de 13,4% d'énergie renouvelable dans sa consommation d'électricité et moins de 0,5% dans sa consommation de gaz naturel. Si la collectivité s'oriente vers une offre « verte », alors elle pourra aller bien au-delà de ces conditions standard et pourra par exemple obtenir une fourniture de 50%, ou 100% d'énergie d'origine renouvelable et même préciser d'autres critères, dits d'additionnalité.

Pour prouver à leurs clients qu'une quantité d'énergie renouvelable équivalente à leur consommation a effectivement été produite, les fournisseurs d'énergie ont recours au dispositif de garanties d'origine (ou GO). Ce document électronique permet notamment au client de connaître la source renouvelable d'énergie, le nom et l'emplacement du site de production concerné. **Pour prouver l'origine de l'énergie, seules les garanties d'origine ont valeur légale.**

Chaque consommateur, contribue au financement des énergies renouvelables via la TICPE, taxe sur les produits pétroliers, qui alimente le compte d'affectation spécial transition énergétique (la CSPE pour l'électricité et la TICGN pour le gaz, alimentent le budget de l'État). Les offres « vertes » constituent un moyen volontaire pour que les clients soucieux de l'origine de leurs consommations d'énergie, puissent augmenter le pourcentage de renouvelable de leur fourniture et participer, dans une certaine mesure au développement des EnR.

Consommation d'électricité renouvelable

En 2018, 110,8TWh d'électricité verte ont été produits en France. 30,5TWh ont été exportés et 23,4TWh importés (via des garanties d'origine ou GO). Les Français ont enfin consommé 35,1TWh d'électricité verte via des contrats verts. On note aussi qu'il y a plus de production d'origine renouvelable que de consommateurs souhaitant acheter de l'électricité verte.

Les EnR soutenues par obligation d'achat ou complément de rémunération (solaire, et éolien notamment) ne sont pas associées à ces certifications de GO au bénéfice du producteur (interdiction de cumuler les deux). Cependant, Powernext valorise depuis septembre 2019 les GO de ces installations pour le compte de l'Etat (voir 2.2.3). Jusqu'à cette période, la grande majorité des GO disponibles sur les marchés était d'origine hydroélectrique. Grace à ces enchères des GO de l'Etat, seront disponible jusqu'à 45TWh de GO de nouvelles centrales de productions EnR soutenues par l'Etat.

Les consommateurs peuvent aussi choisir de souscrire des contrats (avec surcoûts plus élevés) allant au-delà de la simple traçabilité, et conduisant à une amélioration de la situation écologique existante via un effet positif et mesurable sur l'environnement : c'est ce que l'on appelle l'additionnalité environnementale.

¹⁹ Pour les acteurs publics, la marge de manœuvre se situe essentiellement au niveau de la définition du cahier des charges, car le choix final est dépendant de la conformité des offres aux conditions qu'il prévoit, en application des règles de la commande publique qui trouvent à s'appliquer pour les achats d'énergie.

Consommation de biométhane

Le biométhane (gaz naturel renouvelable) est à ce jour un marché encore récent, mais en plein développement. Les règles fiscales en vigueur incitent plutôt les fournisseurs à valoriser le biométhane sous forme de carburant. Cependant, malgré une offre relativement peu abondante, certains acteurs publics ont déjà franchi le pas d'une couverture partielle de leur consommation par du gaz « vert ».

Les collectivités, qui pilotent les politiques énergétiques territoriales, ont un rôle clé dans la promotion des filières renouvelables. Elles peuvent ainsi orienter leurs actions :

- En agissant directement sur leur territoire (en favorisant l'émergence de nouvelles centrales de production d'énergie renouvelable) ;
- Par l'intermédiaire de leurs propres achats d'énergie et/ou de ceux des acteurs de leurs territoires (via les offres « vertes »)

AMORCE rappelle pour autant aux acteurs publics que si les énergies renouvelables doivent être développées, il ne faut pas oublier que la priorité doit être menée en faveur de l'efficacité énergétique et de la réduction des consommations d'énergie.

1. Achats d'énergies renouvelables et enjeux pour la collectivité

1.1. Qu'est-ce qu'une offre de fourniture d'énergie « verte » ?

Historiquement, les marchés de l'électricité et du gaz naturel étaient chacun dominés par des opérateurs en monopole intégré de la production à la fourniture, par exemple EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) en électricité. Les prix de chacune de ces énergies étaient administrés par le biais des tarifs réglementés de vente (ou TRV). Ainsi, le mix de consommation de chaque consommateur d'énergie était identique et comportait la même part d'EnR, présente par défaut sur les réseaux.

La libéralisation des marchés de l'énergie, au début des années 2000, a permis l'émergence d'un large panel de fournisseurs²⁰ et une diversification des offres proposées sur le prix, le mix et les services. Ainsi, des offres « vertes » ont progressivement vu le jour sur le marché de détail, et sont aujourd'hui disponibles auprès de la plupart des fournisseurs.

Une offre de fourniture est dite « verte » si le fournisseur d'énergie peut prouver qu'il a produit ou acheté des certificats appelés « garanties d'origine » pour couvrir la consommation des clients de cette offre²¹.

Les sources de production d'énergie générant des garanties d'origine, sont notamment :

- L'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire, géothermique, marémotrice ou encore issues de la biomasse – bois, biogaz, etc.) ou de cogénération. *Cas particulier* : les déchets brûlés par les usines de valorisation énergétique (UVE) étant considérés comme étant à 50% renouvelables, seuls 50% de l'électricité produite par celles-ci sont considérés comme renouvelables ;
- Le gaz d'origine renouvelable (biométhane) issu d'unités de méthanisation et injecté dans le réseau : déchets agricoles²², déchets municipaux²³, ou encore déchets industriels²⁴.

Une offre de fourniture d'énergie « verte » peut concerner soit la totalité de la consommation d'un client, soit une partie seulement.

Les mécanismes régissant les marchés de détail de l'énergie « verte » sont complexes, et peuvent de plus refléter un degré d'implication plus ou moins fort de la part des acheteurs publics vis-à-vis des questions environnementales. À ce titre, les parties 2 et 3 de cette note rentrent dans le détail de ces mécanismes et de leurs portées, tandis que la partie 4 propose quelques éléments pour formuler la demande dans un marché public.

²⁰ Ces fournisseurs peuvent être historiques (s'ils commercialisent ou ont commercialisé des tarifs réglementés de vente) ou alternatifs (tous les autres fournisseurs). Plus d'informations à ce sujet sur le site de la CRE : <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/presentation>

²¹ Ces garanties d'origine sont commercialisées séparément de l'énergie réellement fournie, qui peut provenir de n'importe quelle source, fossile ou renouvelable, dans l'offre de marché dite « verte » (voir parties 2.2 et 2.3)

²² Lisiers, fumiers, résidus céréaliers etc.

²³ Biodéchets issus de collectes, stations d'épurations, etc.

²⁴ Lactosérum, graisses, déchets de fruits et légumes, etc.

1.2. Achat d'énergie « verte » : quels enjeux pour la collectivité ?

Dans un contexte de transition énergétique, la passation de marchés publics intégrant de l'énergie renouvelable permet de soutenir une politique en faveur d'un développement durable, apportant ainsi **visibilité et éventuellement exemplarité pour une collectivité auprès des citoyens et des acteurs économiques du territoire.**

Ces actions d'achat de la collectivité peuvent également faire office, à travers une communication sur le sujet, d'information pour les habitants du territoire en matière d'achat d'énergie renouvelable et de sensibilisation aux enjeux de la transition énergétique : ces derniers ignorent bien souvent qu'il est aujourd'hui possible de souscrire une offre « verte » pour les achats d'énergie. Enfin, la présence de nombreuses offres difficilement comparables et compréhensibles pour un public néophyte, nécessite une communication claire et pédagogique sur le sujet.

L'achat d'énergie renouvelable favorise aussi, dans une certaine mesure, le rapprochement entre producteurs et consommateurs, mais aussi un questionnement sur la maîtrise de sa consommation, ce qui rajoute une dimension pédagogique dans l'impact de cette démarche.

A noter que pour obtenir la labellisation **Cit'ergie**²⁵, le catalogue des actions proposées intègre d'ailleurs de manière claire et identifiée les achats d'électricité verte (par la collectivité mais aussi par les habitants de son territoire)²⁶.

AMORCE rappelle toutefois que les collectivités, qui pilotent les politiques énergétiques territoriales, pourront agir en faveur de l'efficacité énergétique et de la réduction des consommations d'énergie, et ce, au préalable à leurs achats d'énergie verte.

De plus, nous rappelons que l'ordonnance du 23 juillet 2015 (article 30) impose l'obligation formelle aux acteurs publics de prendre en compte le développement durable dans la définition de leurs besoins.

²⁵ Cit'ergie est le dispositif de l'ADEME destiné aux communes et intercommunalités qui s'engagent dans une amélioration continue de leur politique énergie durable en cohérence avec des objectifs climatiques ambitieux. Le label Cit'ergie est un appui opérationnel à l'élaboration des PCET (Plans Climat Energie Territoriaux), du volet énergie climat des Agendas 21, et de l'engagement des collectivités dans la Convention des Maires. Plus d'infos : <http://www.citergie.ademe.fr/>

²⁶ Actions 2.2.2 et 3.2.2. notamment

2. Comment savoir si l'énergie achetée est d'origine renouvelable ?

2.1. Les dispositifs de garanties d'origine (GO)

Lorsqu'un électron est soutiré d'un réseau d'électricité, aucun mécanisme technique ne permet de distinguer s'il a été produit par une centrale à charbon, une centrale nucléaire, une source d'énergie renouvelable, etc. **Ainsi, lorsqu'un consommateur achète de l'électricité, il lui est impossible de savoir d'où proviennent physiquement les électrons qu'il consomme. La même remarque s'applique pour les molécules de gaz issues de ressources fossiles ou de biométhane.**

Dans une certaine mesure, il est parfois possible de tracer économiquement l'origine de l'énergie en suivant les transactions d'énergie entre les producteurs, agrégateur et fournisseurs si les intermédiaires ne sont pas trop nombreux. À l'heure de la transition énergétique et de la prise de conscience de l'impact de nos consommations d'énergie, il apparaît d'autant plus important de pouvoir distinguer si l'énergie achetée est d'origine

renouvelable, et ce malgré la problématique de l'origine physique sur les réseaux. Le système des Garanties d'Origine permet d'apporter une réponse à ce besoin.

Les Garanties d'Origine (GO)

Une GO est un document électronique permettant d'attester qu'une quantité définie d'énergie renouvelable a été produite et injectée dans le réseau. Toutes les GO émises après production sont recensées sur un registre national. Lorsqu'une GO est utilisée par un fournisseur dans le cadre d'une offre « verte » (en tant que preuve pour son client), celle-ci est annulée sur le registre afin d'éviter tout double comptage.

Schéma de principe de fonctionnement des GO (détails par filières en parties 2.2.3 et 2.3.3) :



Remarque : Le prix d'une GO électrique oscille entre quelques dizaines de centimes et quelques €/MWh (souvent moins de 1% du prix total payé par un consommateur). Dans le cas du biométhane, la GO est actuellement valorisée entre 8 et 20 €/MWh. Cependant, la réglementation sur le biogaz va calquer son fonctionnement sur celui de l'électricité et s'ouvrir à son tour au marché européen. Ceci devrait avoir un impact important sur la valeur des GO biogaz. Enfin, la fiscalité autour de l'usage des garanties d'origine biogaz devrait, de par l'ouverture du marché à l'Europe, se faire moins favorable et avoir un impact à la baisse sur la valorisation des GO associées (risque de suppression de l'exonération de TICGN pour les GO valorisées sous forme de chaleur).

Une garantie d'origine (GO) est un document électronique servant à prouver au client final qu'une quantité d'énergie renouvelable équivalente à sa consommation d'énergie a été produite et injectée sur le réseau. Il s'agit d'un mécanisme économique purement volontaire. Celui-ci est porté par des échanges de gré à gré, mais aussi via des enchères (Cf. enchère des GO électricité de l'Etat, gérées par Powernext, voir 2.2.3).

Le principe général de fonctionnement est le suivant : pour chaque MWh produit à l'aide d'un dispositif de production renouvelable, une garantie d'origine peut être émise et enregistrée sur le registre national des garanties d'origine, valable pour une durée déterminée (12 mois actuellement dans le cas de l'électricité, 24 mois dans le cas du biogaz). Elle peut alors être éventuellement transférée d'un compte à un autre. Plus tard, lorsqu'un fournisseur utilise une garantie d'origine (c'est-à-dire lorsqu'il atteste à son client qu'une quantité d'énergie renouvelable correspondant à sa consommation a bel et bien été injectée sur le réseau), l'action est prise en compte sur le registre national afin d'éviter tout double comptage d'énergie « verte ». Le consommateur peut alors disposer d'un certificat électronique pour l'énergie renouvelable achetée. Ce certificat, contient de nombreuses informations sur l'outil de

production associé (nom de la centrale, localisation, type de production, etc.)

L'électricité et le gaz naturel peuvent faire l'objet de l'émission de garanties d'origine. Le principe général demeurant le même, ces deux marchés possèdent cependant chacun des caractéristiques et des règles propres qu'il convient de distinguer. Tandis que la production d'électricité française a bénéficié d'une contribution de 111TWh²⁷ d'origine renouvelable en 2018, le biométhane, autorisé à l'injection sur les réseaux de gaz depuis 2011 seulement, a compté 1,4TWh²⁸ de gaz renouvelable en 2018. De plus, le fonctionnement même des marchés électriques et gaziers est fondamentalement différent.

Il existe d'ailleurs deux registres nationaux de garanties d'origine, avec deux gestionnaires distincts : Povernext pour l'électricité, GrDF pour le biométhane.

2.2. Garantir l'origine de l'électricité renouvelable

2.2.1. Contexte réglementaire

La *directive n°2009/28/CE du 23 avril 2009* relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables définit et uniformise le cadre européen des garanties d'origine. Elle a été transposée en droit français dans le code de l'énergie. Les articles L314 et R314 décrivent le mécanisme des garanties d'origine et l'article R333 les obligations en termes de publication. Ces articles ont été dernièrement modifiés par le décret n°2016-944 du 11 juillet 2016 mais aussi à l'issue du vote de la loi Énergie et Climat de 2019.

2.2.2. Le rôle de Povernext

La société Povernext a été désignée, après appel d'offres, teneuse du Registre national des garanties d'origine de l'électricité en France par un arrêté du ministère de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie du 19 décembre 2012. La société assure ainsi :

- L'enregistrement et la gestion des sites de production habilités à émettre des garanties d'origine dans le registre ;
- La délivrance, le transfert et l'utilisation des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération. Povernext tient de ce fait à jour le registre électronique des GO ;
- L'import/export de garanties d'origine vers les autres pays européens ;
- Le contrôle de la validité des GO émises via des vérifications auprès des gestionnaires de réseau et par des audits réguliers sur les sites de production ;
- La publication quotidienne des données concernant les garanties d'origine émises et utilisées sur le registre français, donnant ainsi aux consommateurs d'électricité verte un accès aux données relatives à l'électricité consommée (technologie, source, lieu de production, etc.) ;
- La publication annuelle du mix résiduel national ;
- La surveillance du marché contre les fraudes.

Les tarifs facturés par Povernext dans le cadre de la délégation de service public pour le service de délivrance, de transfert et d'annulation des garanties d'origine sont fixés par arrêté, et présentés dans l'ANNEXE 1.

²⁷ Source : Chiffres RTE 2018

²⁸ Source : Chiffres GrDF 2018

2.2.3. Fonctionnement des garanties d'origine pour l'électricité renouvelable

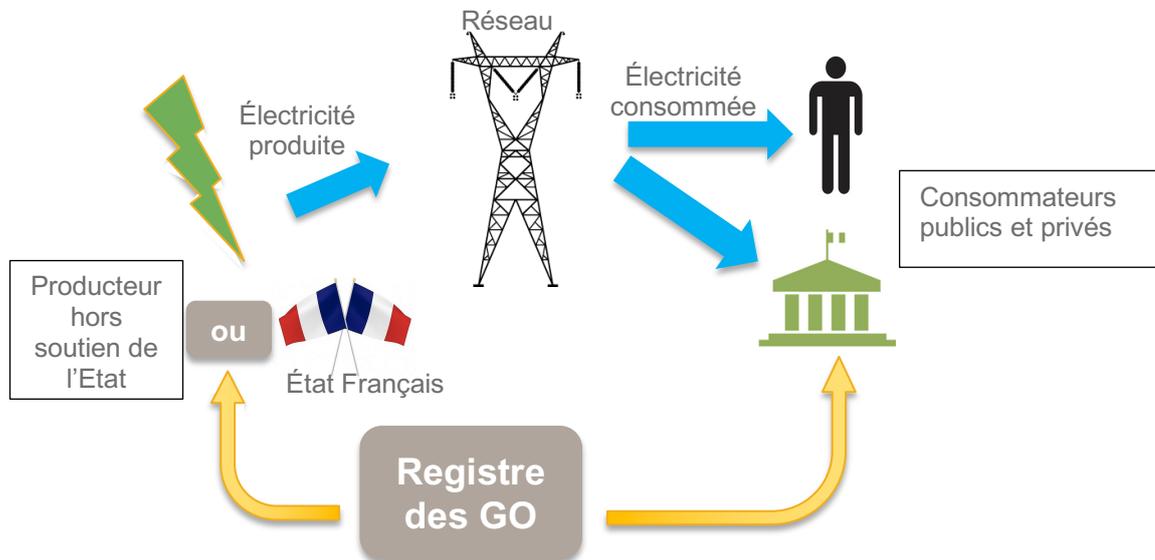


Figure 6: Schématisation du fonctionnement général du dispositif de garanties d'origine dans le domaine de l'électricité renouvelable

GARANTIES D'ORIGINE POUR L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

Périmètre géographique de validité :
Union européenne

Durée de validité :
12 mois

Émetteurs autorisés :

- Producteurs d'électricité issue de source renouvelable ou cogénération hors tarif d'achat ou complément de rémunération
- L'Etat français, pour l'électricité renouvelable issue d'installations bénéficiant d'un complément de rémunération ou d'un tarif d'achat.

Gestionnaire du registre national : Powernext

En souscrivant un contrat "classique" auprès d'un fournisseur, un client achète de l'électricité avec un pourcentage d'électricité renouvelable représentatif du mix électrique résiduel français. Ce mix résiduel représente le mix de consommation français, duquel ont été soustraites les garanties d'origine (GO) consommées par des tiers ou exportées (afin d'éviter tout double comptage de l'électricité renouvelable).

Le Tableau 1 détaille les différents mix électriques nationaux, ainsi que leur part de couverture renouvelable en 2018²⁹.

	Quelle est la définition de ce mix ?	Part d'électricité d'origine renouvelable en 2018
Mix de production	Il s'agit de l'électricité injectée sur le réseau par les centrales de production implantées sur le territoire français	20,2 % d'électricité renouvelable injectée en France ³⁰
Mix de consommation	Il s'agit du mix de production corrigé des imports/exports d'électricité et de GO vers les pays européens	19,8 % ³¹ d'électricité renouvelable effectivement consommée en France
Mix résiduel	Il s'agit du mix de consommation duquel ont été soustraites les GO utilisées dans le cadre d'offres « verte » en France	13,4 % d'électricité renouvelable consommée par les consommateurs qui ne sont pas en offre « verte »

Tableau 1 : Présentation des différents mix français et de leur part relative d'électricité renouvelable

Ainsi, pour aller au-delà du pourcentage d'électricité renouvelable issue du mix résiduel, un consommateur doit souscrire un contrat lui permettant d'obtenir une plus grande couverture par les énergies renouvelables (par exemple 25%, 50%, 100%). Aujourd'hui, pour prouver l'origine de l'électricité, seules les garanties d'origine ont valeur de certification.

Qui peut émettre des GO ?

En France, les garanties d'origine pour l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable ou cogénération peuvent être émises par :

- **Les producteurs d'électricité renouvelable ne bénéficient pas de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération.** Ainsi, les producteurs éolien, photovoltaïque, biogaz, etc. sont presque tous (sauf les parcs les plus anciens) encore sous obligation d'achat et ne peuvent donc pas demander d'émission de GO ;
- **L'État**, via des enchères organisées par l'opérateur du registre national des garanties d'origine Pownext, **pour les seules garanties d'origines issues des installations de production d'électricité renouvelable bénéficiant d'obligation d'achat ou d'un complément de rémunération** (et dont la puissance installée est supérieure à 100kW). Ce gisement représente en 2019, un potentiel de 45TWh de garanties d'origine nouvellement disponibles, soit pratiquement un doublement du marché français de la garantie d'origine électrique.

Jusqu'à la première mise aux enchères des garanties d'origine de l'Etat, en septembre 2019, **presque 99% de l'électricité renouvelable faisant l'objet d'une garantie d'origine en France était issue de l'hydroélectricité³² historique.** La durée des tarifs d'achat étant de 15 ans (voire parfois 20 ans), seules

²⁹ Source : Pownext

³⁰ Source Bilan électrique 2018, RTE. 110,8TWh d'électricité renouvelable sur un total de production de 548,6 TWh

³¹ Source : Pownext. Le calcul interne d'AMORCE utilisant la définition de Pownext et ses données d'échanges de GO pour ce mix de consommation et les données de RTE pour les imports et exports d'énergie, parvient cependant au résultat de 21,2% (la balance des exports nets d'énergie de la France étant proportionnellement plus important que la balance des exports de GO, le mix de consommation est finalement plus élevé que le mix de production selon nos calculs).

³² Le parc hydraulique français est exploité à 95% (en puissance installée) par concession (par EDF et des filiales d'Engie en grande majorité). Ce sont ces derniers, concessionnaires exploitants qui peuvent émettre les garanties d'origine (la collectivité concédante n'a ainsi

quelques usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM), quelques installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et de rares parcs éoliens étaient déjà sortis de l'obligation d'achat. Désormais, l'Etat français dispose d'un potentiel de 45TWh de GO, dont il peut choisir de vendre tout ou partie, via des enchères mensuelles organisées par Pownext.

Note : Les producteurs d'électricité renouvelable hors obligation d'achat peuvent vendre leur production soit par un contrat type gré à gré avec les fournisseurs, soit en passant par les marchés intermédiés (via les services d'un agrégateur par exemple, qui revendra à son tour l'énergie à un fournisseur, ou à un autre agrégateur ou acteur de marché).

Comment la collectivité ou son fournisseur se procure des GO (pour garantir l'origine de la consommation) ?

Lorsqu'un client souhaite garantir l'origine de sa consommation d'électricité, il peut procéder de trois manières:

- **Cas 1** : En souscrivant un contrat de fourniture « verte » auprès d'un fournisseur, qui s'approvisionne directement en électricité auprès des producteurs renouvelables et fournit les GO correspondants à cette production.
- **Cas 2** : En souscrivant un contrat de fourniture « verte » auprès d'un fournisseur, qui s'approvisionne en électricité sur les marchés intermédiés, et qui achète des GO sur le registre national en parallèle.
- **Cas 3** : En souscrivant un contrat de fourniture « classique » auprès d'un fournisseur, mais en achetant lui-même des GO directement auprès d'un acteur ayant un compte sur le registre (à condition de disposer d'un compte auprès du gestionnaire Pownext). Dans ce cas (hypothétique, car pas de retour à ce jour), l'achat de GO ferait l'objet d'un second marché public, spécialement dédié à l'achat de ces dernières.

Les cas 1 et 2 peuvent éventuellement intégrer, pour un surcoût variable, des additionnalités environnementales (cf. partie 3). Enfin, les GO peuvent être obtenues sur les marchés ou via un producteur, mais dans le cas des collectivités, celle-ci peut aussi demander à l'État de lui céder à elle ou son fournisseur, les GO d'une installation soutenue de son territoire (voir p.52).

Ainsi, l'échange de garanties d'origine peut se trouver complètement dé-corrélé de l'énergie renouvelable effectivement produite et vendue, tout en permettant sa traçabilité d'un point de vue purement contractuel. Le moyen final de certification opté par les acteurs publics relève de choix politiques et de gestion (moyens humains et financiers), et AMORCE rappelle que seule la garantie d'origine n'a de valeur légale pour certifier une consommation comme renouvelable³³.

Enfin, la Loi Énergie et Climat³⁴, modifiant les articles L.314-14-1 et L.446-19 du code de l'énergie, stipule qu'une commune sur laquelle est installée une centrale de production EnR peut demander à l'Etat de lui céder (à elle ou à son fournisseur) les garanties d'origine associées, sans possibilité de vente de celles-ci par la suite. L'objectif de cette mesure est de faire fonctionner une boucle locale, c'est-à-dire d'afficher que la consommation d'électricité locale est issue d'une production locale (voir page 52).

pas possibilité de le faire). Source : *Concessions hydroélectriques, les collectivités vont-elles se jeter à l'eau*, La gazette des communes, 2016

³³ Des réflexions en cours, notamment dans le cadre de l'autoconsommation collective et les communautés énergétiques citoyennes, prennent en compte des technologies de suivi production / consommation, telles que la blockchain. Cependant, AMORCE rappelle qu'en dehors d'un comptage de consommation, ces dispositifs n'ont de valeur légale pour un affichage officiel de consommation d'énergie verte.

³⁴ « À la demande de la commune sur laquelle est implantée une installation mentionnée au premier alinéa et afin d'attester de l'origine renouvelable de sa propre consommation d'électricité, le ministre chargé de l'énergie transfère à titre gratuit tout ou partie des garanties d'origine de ladite installation sur le compte du registre mentionné à l'article L. 314-14 de ladite commune ou de son fournisseur en vue de leur utilisation immédiate. Les garanties d'origine ainsi transférées ne peuvent être vendues. » article 6 octies A
<http://www.assemblee-nationale.fr/15/ta-commission/r2193-a0.asp>

2.2.4. État des lieux de la production d'électricité renouvelable en 2018

Afin de mieux comprendre les dispositifs de vente de l'électricité renouvelable présentés dans la section 2.2.5, il convient de s'intéresser en premier lieu à la production nationale. En 2018, la couverture de la consommation issue de l'ensemble des sources d'électricité renouvelable a atteint 21,8%, avec 110,8 TWh d'électricité renouvelable produite, 60,2 TWh d'exports d'électricité nets, 30,5TWh de GO exportées et 23,4TWh de GO importées (source : RTE). Cette couverture est en forte augmentation, grâce à l'addition de plusieurs phénomènes favorables :

- forte pluviométrie et hausse importante induite de la production hydroélectrique (production en hausse de 27,5% par rapport à 2017) ;
- montée en puissance des filières éoliennes et solaires photovoltaïques (respectivement 15,3% et 11,3% de hausse de production de 2017 à 2018) ;
- baisse importante (26,8%) de la production thermique à flamme, issue de la combustion d'énergies fossiles telles que fioul, charbon et gaz.

Globalement, la production renouvelable est en hausse de 21,9% sur une production totale en augmentation de 3,7% sur un an.

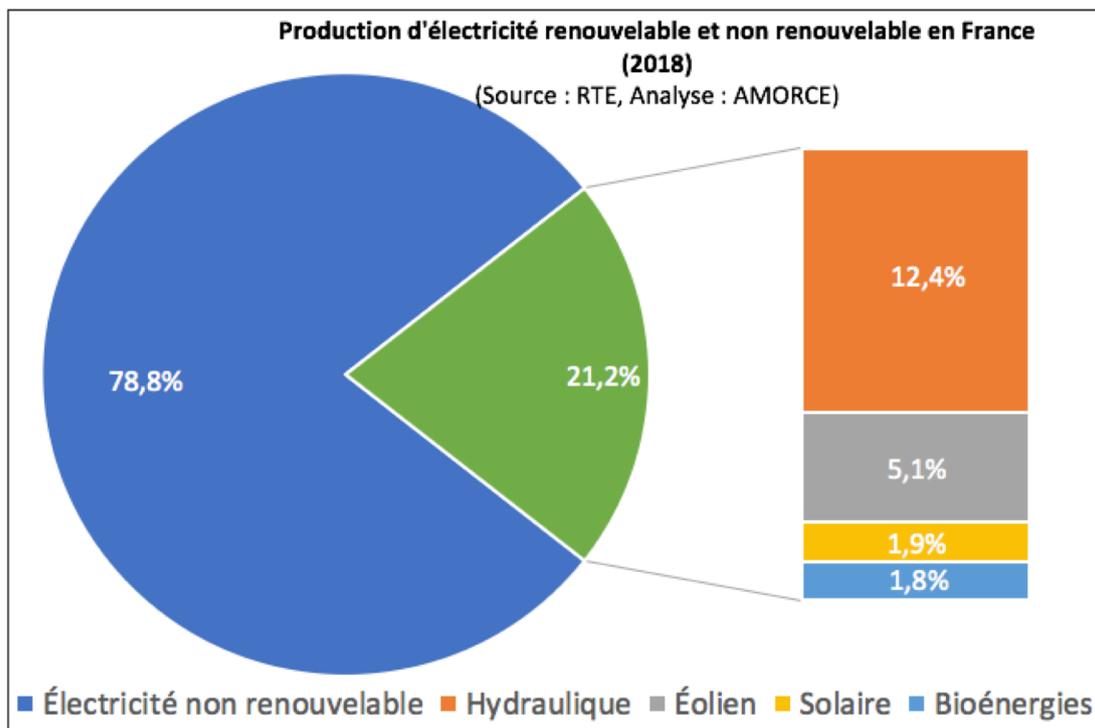


Figure 7 : Part de production d'électricité renouvelable et non renouvelable en France en 2018

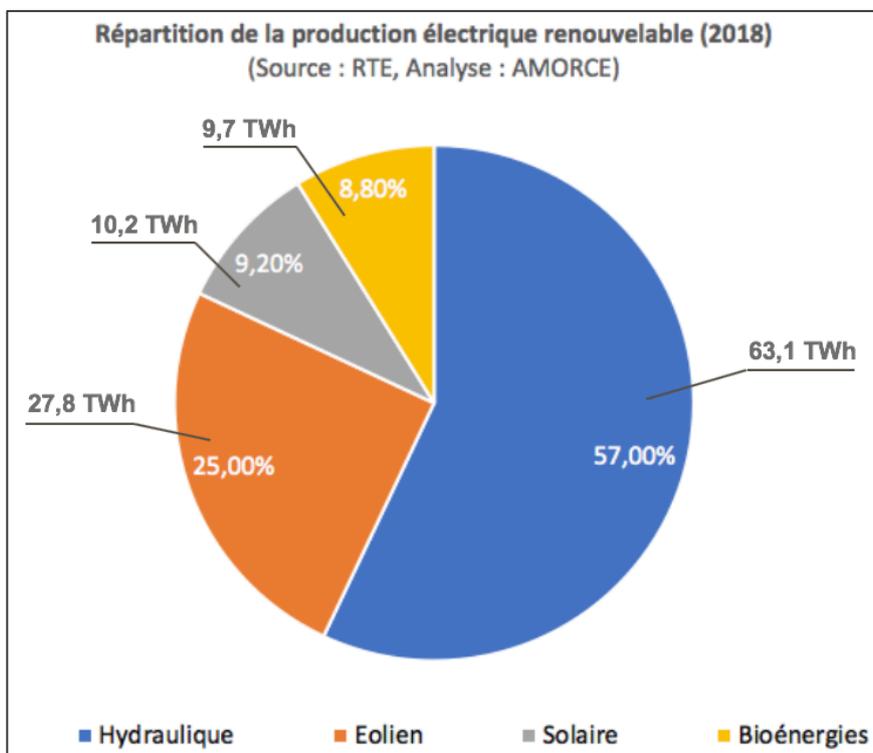


Figure 8 : Répartition de la production renouvelable électrique en 2018

2.2.5. État des lieux de l'électricité renouvelable vendue en 2018 et évolutions du marché en 2019

Un état des lieux de l'électricité renouvelable vendue permet de mieux comprendre les chiffres relatifs aux garanties d'origine, ainsi que l'impact de ce dispositif sur le développement des énergies renouvelables électriques. Les chiffres suivants concernent l'année 2018, et sont issus :

- Des données relatives aux garanties d'origine publiées par Powernext pour la production du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 ;
- Du bilan électrique RTE pour l'année 2018 ;
- Des premières données mises à disposition par Powernext, suite à la mise aux enchères des garanties d'origine de l'État.

L'émission de GO en France, corrigée de l'import et de l'export sur les marchés européens représente une offre largement surabondante vis-à-vis de leur consommation. De plus, en septembre 2019, le marché a singulièrement évolué, en intégrant les GO issues d'installation de plus de 100kW soutenues via un complément de rémunération ou une obligation d'achat, au bénéfice de l'État. L'impact attendu sur l'offre est le suivant :

- En 2018, environ 500 installations de production d'électricité renouvelable étaient inscrites au registre Powernext pour l'émission de GO. Celles-ci représentaient 20GW installés et environ 53 TWh de production annuelle, à 98% hydroélectriques³⁵. Il était donc difficile d'accéder à des GO solaires ou éoliennes ;

³⁵ Source Powernext

- A partir de septembre 2019, environ 11400 installations supplémentaires ont été inscrites au registre Powernext (toutes les installations de plus de 100 kW, bénéficiant d'un soutien de l'Etat), pour 20 GW de puissance totale installée et jusqu'à 45 TWh de production potentielle³⁶.

Le volume de GO disponible a donc été pratiquement doublé pour la France (cela représente aussi une augmentation potentielle de 10% de l'émission totale européenne), selon les décisions de l'Etat quant à la valorisation de son portefeuille de GO. **De 2009 à 2018, la part d'EnR faisant l'objet de l'émission d'une GO est passée de 0 à 48%, proportion qui devrait donc continuer à progresser fortement, du fait de l'évolution de la législation obligeant les producteurs à émettre des GO sur leurs installations soutenues par l'État, pour le compte de celui-ci.**

Au-delà, l'offre évolue selon une autre dimension, qui peut être utile pour l'acheteur d'énergie, puisqu'au cours de ces enchères, les GO pouvant être sélectionnés selon plusieurs critères d'achat (voir ci-dessous), permettent d'accéder en abondance à des critères jusqu'ici inaccessibles ou en faible quantité :

- Technologie de production (éolien, solaire, etc.). Autrefois, l'hydroélectricité était largement sur-représentée.
- Région de production (selon le découpage des régions administratives françaises)
- Couple région / technologie
- Préférence pour une installation spécifique. Pour rappel sur ce point précis, les GO intègrent des informations utiles sur chaque site de production (localisation, date de mise en service, régime d'aide actuel ou passé)

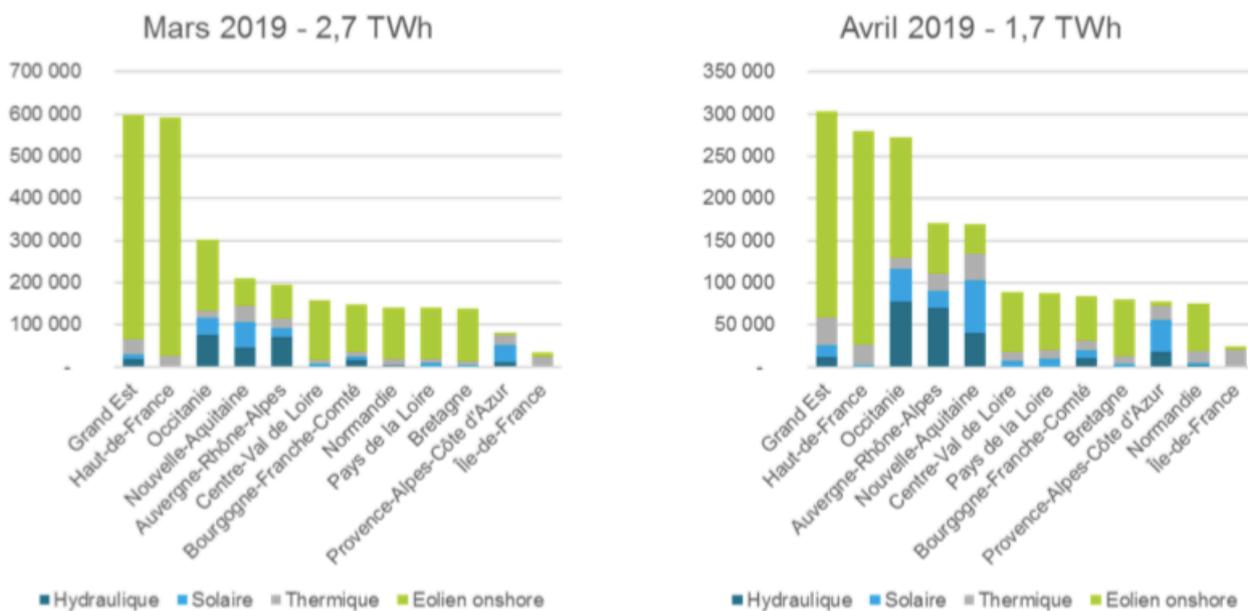


Figure 9 : Premiers résultats pour les enchères de GO de l'État, de septembre 2019 – Source Powernext

³⁶ Source Powernext

Région	Mars 2019			Avril 2019		
	Volume Offert - MWh	Volume alloué - MWh	Prix Moyen Pondéré - €/MWh	Volume Offert - MWh	Volume alloué - MWh	Prix Moyen Pondéré - €/MWh
Auvergne-Rhône-Alpes	194 385	194 385	0,31	171 024	171 024	0,65
Bourgogne-Franche-Comté	147 289	147 289	0,33	84 034	84 034	0,76
Bretagne	138 914	138 914	0,34	80 278	80 278	0,58
Centre-Val de Loire	157 178	157 178	0,33	88 415	88 415	0,46
Grand Est	597 340	597 340	0,31	303 839	303 839	0,54
Haut-de-France	592 337	592 337	0,30	280 209	280 209	0,66
Île-de-France	33 221	33 221	0,25	24 527	24 527	0,43
Normandie	140 491	140 491	0,28	75 098	75 098	0,45
Nouvelle-Aquitaine	210 170	210 170	0,29	168 921	168 921	0,72
Occitanie	302 044	302 044	0,27	272 735	272 735	0,68
Pays de la Loire	139 645	139 645	0,27	87 034	87 034	0,72
Provence-Alpes-Côte d'Azur	80 852	80 852	0,29	78 225	78 225	0,64

Figure 10 : Premiers résultats pour les enchères de GO de l'État, de septembre 2019 – Source Pownertex

Technologie	Mars 2019			Avril 2019		
	Volume Offert - MWh	Volume alloué - MWh	Prix Moyen Pondéré - €/MWh	Volume Offert - MWh	Volume alloué - MWh	Prix Moyen Pondéré - €/MWh
Eolien onshore	2 039 387	2 039 387	0,31	1 055 084	1 055 084	0,63
Hydraulique	250 810	250 810	0,26	235 631	235 631	0,36
Solaire	195 592	195 592	0,30	200 742	200 742	1,05
Thermique	248 077	248 077	0,25	222 882	222 882	0,53

Figure 11 : Premiers résultats pour les enchères de GO de l'État, de septembre 2019 – Source Pownertex

Les figures 9, 10 et 11, issues du compte rendu de Pownertex à la suite des premières enchères de Garanties d'origine de l'Etat donnent plusieurs résultats intéressants :

- La totalité des GO proposées ont trouvé acheteur. Il y a donc une appétence pour ces GO ciblées ;
- Le coût moyen de ces GO est relativement faible pour le mois de mars ;
- Le coût moyen des GO pour le mois d'avril est cependant nettement supérieur (mois proposant cependant un volume plus faible qu'en mars).

Ainsi, comme nous l'avons exposé précédemment, l'émission de GO excède largement la demande par les consommateurs, ce qui peut expliquer des retours de prix faibles aux enchères. Le prix des GO est d'ailleurs largement reparti à la baisse depuis 2018. Les GO, même ciblées par technologie ou localisation n'excèdent peu la valeur d'un euro et fluctuent plutôt autour de quelques dizaines de centimes. Le soutien issu de cette valorisation semble donc modéré.

Une augmentation de la demande en offres « vertes » entraînerait un besoin pour les fournisseurs de s'approvisionner de manière proportionnelle en GO. Cependant, étant donnée la surabondance actuelle de l'offre par rapport à la demande, **il faudrait une augmentation conséquente de la demande en offres « vertes » émanant des consommateurs, pour réellement enclencher une dynamique à la hausse sur le prix des GO. Une telle dynamique pourrait alors stimuler les investissements dans les énergies renouvelables** (le niveau de prix actuel des garanties d'origine ne constitue pas un signal assez fort pour inciter les producteurs à investir dans de nouvelles unités en dehors du cadre de soutien de l'État).

Plusieurs analyses peuvent être distinguées quant au dispositif des garanties d'origine :

- On peut considérer que les garanties d'origine apportent une aide financière aux producteurs d'électricité d'origine renouvelable sortis de l'obligation d'achat (ou qui ne sont pas sous OA par choix), qui vendent leur électricité sur le marché « libre ». Ainsi, la vente de GO pourrait, dans une certaine mesure soutenir le maintien d'installations, plutôt que de les démanteler ou de faire un repowering nécessitant un nouvel investissement et la production de déchets.
- On peut à l'inverse considérer que les garanties d'origine apportent un effet d'aubaine pour les producteurs d'électricité d'origine renouvelable qui ne sont pas ou plus éligibles à l'obligation d'achat, comme par exemple pour le grand hydro-électrique amorti depuis de nombreuses années.
- On peut encore considérer que les GO de centrales soutenues par l'État, via un tarif d'achat ou un complément de rémunération, valorisées aux enchères, permettent d'alléger la charge ou de soutenir

l'investissement de l'État, pour la transition énergétique. En effet, les recettes issues de ces ventes iront alimenter le CAS TE (compte d'affectation spéciale transition énergétique)³⁷

2.2.6. Qu'en est-il en Europe ?

L'AIB (Association of Issuing Bodies) regroupe des gestionnaires de registres de garanties d'origines de 27 pays européens. Le fonctionnement du marché des GO est régi par la directive européenne RED II du 11 décembre 2018³⁸. Cette directive doit être transposée par chaque pays de l'Union européenne d'ici le 30 juin 2021. Certaines mesures ont déjà été transposées dans plusieurs articles dans la loi Énergie et Climat de 2019.

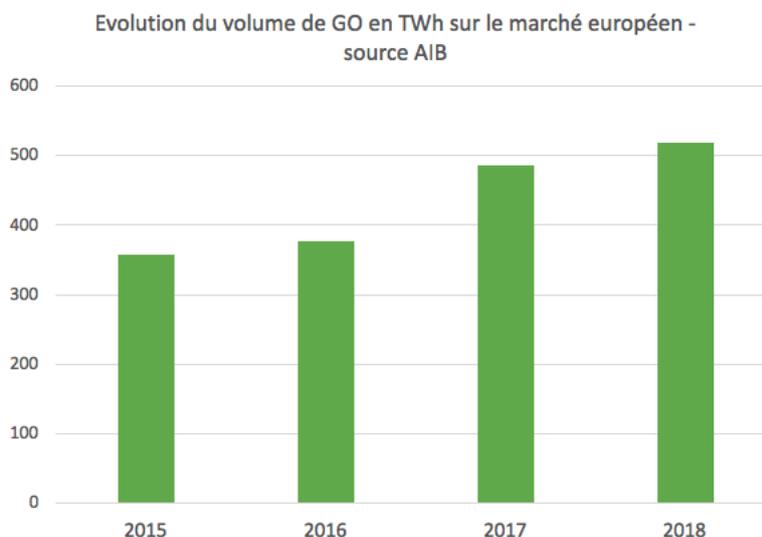


Figure 12 : Volume de GO disponibles sur le marché européen (avant la mise aux enchères des GO de l'État français) – source AIB

Selon la Figure 12, le volume disponible de GO pour le marché européen représentait en 2018 plus de 500TWh, soit l'équivalent de la production totale d'électricité d'un pays tel que la France. Il est important de noter que 48% de la production EnR française a fait l'objet de l'émission d'une GO en 2018, pour 63% sur l'espace AIB. L'apport d'un potentiel de 45TWh de GO de l'Etat via les enchères Powernext devrait fortement impacter l'émission de GO à partir de 2019, à la fois en France et en Europe (pratiquement 10% de hausse potentielle de ce seul fait).

³⁷ Le CAS TE, issu de la réforme du financement des charges de service public de l'énergie active depuis le 1^{er} janvier 2016, remplace l'ancien compte de la caisse des dépôts et consignation. Il permet de couvrir les surcoûts supportés par le fournisseur pour l'achat du biométhane et de l'électricité renouvelable.

³⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&qid=1547650604940&from=FR>

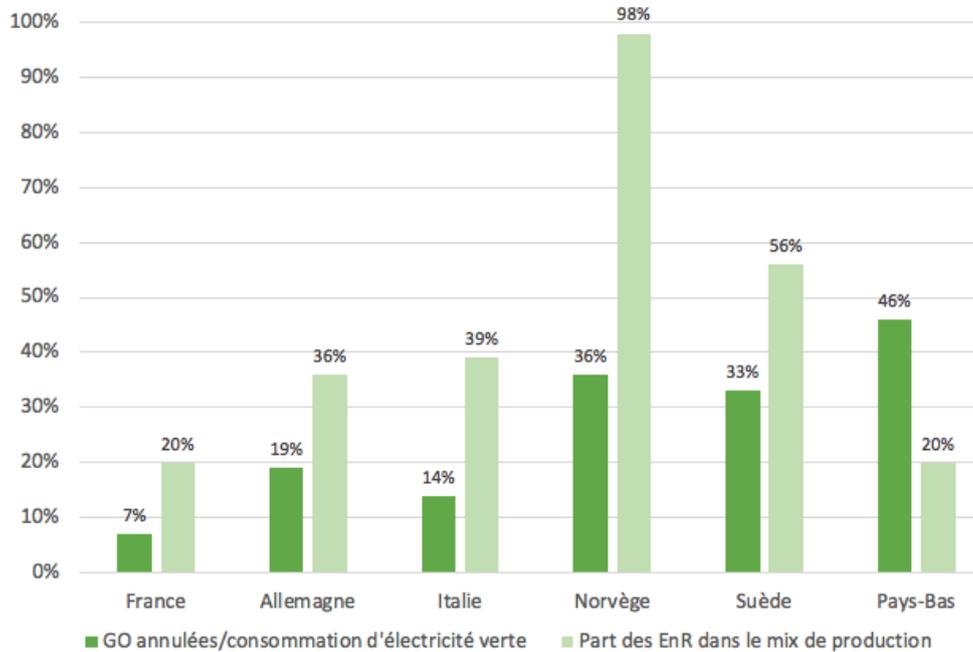


Figure 13 : Consommation d'électricité certifiée verte³⁹ par rapport à la part de production EnR pour un panel de pays de l'AIB en 2018 - sources AIB Entso-e

D'après la Figure 13, la consommation d'électricité verte est dans la grande majorité nettement inférieure à la production EnR (on ne peut cependant pas consommer plus de GO que ce à quoi la production EnR du marché dans son ensemble peut émettre). En France notamment, le marché de la fourniture verte est encore faible, à 7% seulement d'énergie verte par rapport à la consommation totale d'électricité, mais en augmentation constante, voir Figure 14. Si l'on rapporte la consommation d'électricité verte à la production totale d'électricité verte en France, cette proportion remonte cependant à 35%.

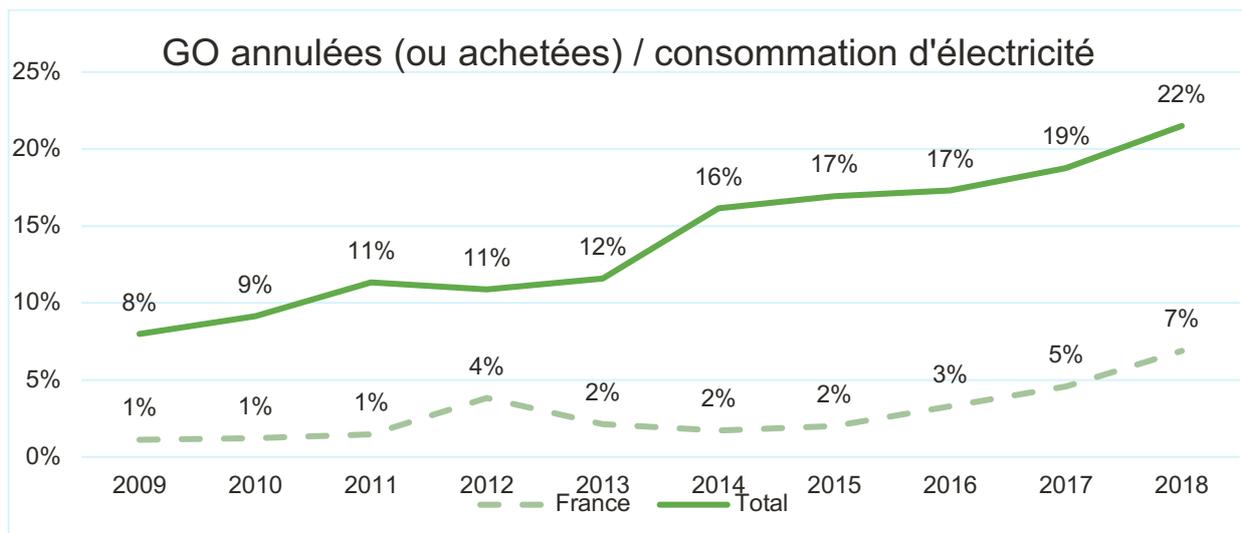


Figure 14 : Évolution de la part de consommation d'EnR sourcées par des GO, en France et sur la région AIB – source AIB et Entso-e

³⁹ Les GO sont annulées lorsqu'elles sont « consommées » par un client.

Selon la tension du marché, le prix des GO peut fortement varier (on peut simplement comparer les quelques dizaines de centimes pour une GO française avec les 2€ parfois atteints sur le marché Italien, voir Figure 17). Trop peu de données d'enchères permettent d'avoir des données fiables et représentatives pour le prix des GO sur l'Europe et dans la durée à de tels niveaux.

On note tout de même à la Figure 15, que le profil d'émission et de consommation de GO est très variable d'un pays à l'autre. En effet, comme les Pays-Bas, l'Allemagne, marché majeur de la région AIB, consomme nettement plus de GO qu'elle n'en émet. Ceci est notamment dû au fait qu'il n'est pas possible en Allemagne, comme en France avant 2019, d'émettre des GO pour une installation soutenue par l'État. L'Allemagne n'étant pas un gros producteur hydraulique doit donc importer massivement des GO. A l'opposé, la Norvège émet beaucoup de GO (grande majorité hydraulique amorti) et en consomme une faible proportion sur place.

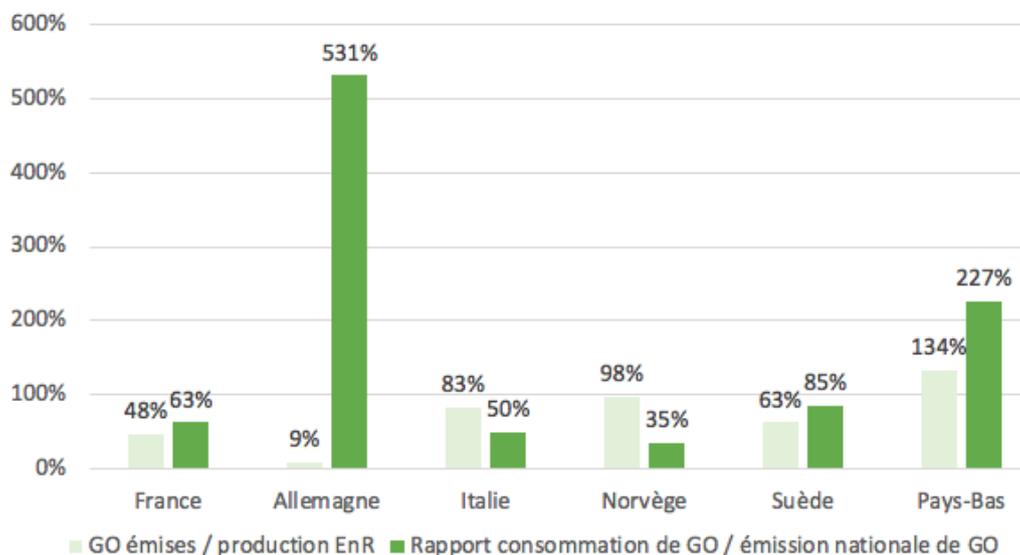


Figure 15 : Rapports GO émises / production EnR (vert clair) et rapport consommation de GO / émission nationale de GO (vert foncé) – Source ADEME 2019

Enfin, en ce qui concerne le marché italien⁴⁰ pour lequel des données concernant les enchères de garanties d'origine sont disponibles sur plusieurs années maintenant, la valorisation moyenne est plus importante que lors des premières enchères françaises (marché naissant cependant, une réelle comparaison pourra être faite après plusieurs mois de maturité), pour des volumes non négligeables (les volumes décrits ne concernent pas les échanges de gré à gré) - Voir Figure 16. Ces enchères n'ont pas un contenu d'hydroélectricité démesuré, avec à chaque fois moins de 15% de représentation. Les volumes proposés ont globalement trouvé preneur à 90%.

⁴⁰ Source GME – Gestore dei mercati energetici

Moyenne annuelle, volumes et valeur des Garanties d'origines italiennes mises aux enchères en 2018/2019

Année	2018	2019
Prix moyen des GO (€/MWh)	1,38	0,83
Volume de GO acheté (en millions)	25,4	19,4
Volume de GO émis (en millions)	27,3	22,2
Part de GO hydroélectricité dans le total des GO émis	14%	13%
Part de GO hydroélectricité dans le total des GO vendues	15%	15%

Figure 16 : Prix et volume du marché des garanties d'origines italiennes aux enchères en 2018 et 2019 (Source GME, traitement AMORCE)

D'après la Figure 17, la valeur des GO italiennes issues des enchères GME, a variée entre 0,6€ et 1,96€ en moyenne par enchère, avec des valeurs plus fortes fin 2018, début 2019.

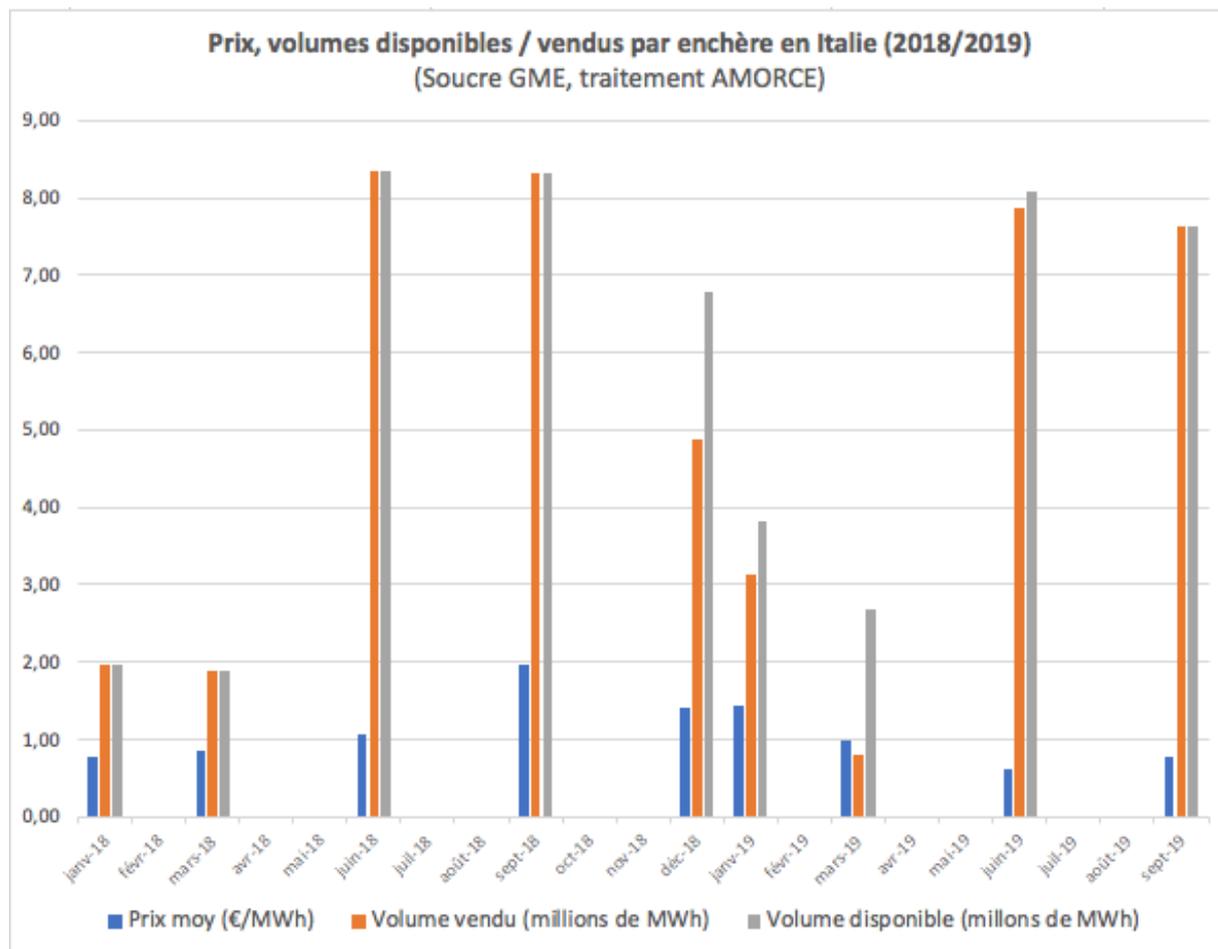


Figure 17 : Évolution du marché d'enchères des garanties d'origine en Italie

Une comparaison France / Italie sur leurs enchères respectives de septembre 2019, nous indique que les volumes proposés ont été alloués à 100% dans un cas comme dans l'autre. Cependant, la valeur de la GO italienne est pratiquement le double de la GO française, alors que le volume proposé était pratiquement le double de celui proposé en France (voir Figure 18). Il est important de noter toutefois la maturité plus importante du marché d'enchères Italien face au marché français tout juste naissant. Il conviendra donc de faire des comparaisons sur plusieurs mois, voire années d'enchères pour tirer des conclusions fermes.

Comparaison enchères France / Italie						
Technologie	Volume offre	Volume alloué	Prix (€/GO)	Volume offre	Volume alloué	Prix (€/GO)
Eolien	3094471	3094471	0,29	200792	200792	0,81
Hydraulique	486441	486441	0,31	1236123	1236123	0,62
Solaire	396334	396334	0,68	3022412	3022412	0,97
Autres	470959	470959	0,38	3159757	3159757	0,67
Total	4448205	4448205	0,43	7619084	7619084	0,78
	France			Italie		

Figure 18 : Comparaison des marchés d'enchères français et italien, pour l'enchère de septembre 2019
(Sources : Pownext et GME, traitement AMORCE)

2.3. Garantir l'origine du gaz renouvelable

2.3.1. Contexte réglementaire

4 décrets et 4 arrêtés encadrent réglementairement l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

- Le décret n°2011-1596 du 21 novembre 2011 définit le dispositif des garanties d'origine pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ;
- L'arrêté du 23 novembre 2011 fixe la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation ;
- L'arrêté du 5 décembre 2012 désigne l'organisme en charge de créer et gérer un registre national des garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Cette désignation a été renouvelée pour 5 ans à compter du 1^{er} avril 2018 ;
- La loi énergie climat de 2019, entraîne un bouleversement du système des GO Biogaz, en le calquant sur celui des GO électricité.

2.3.2. Le rôle de GRDF

GRDF a été désigné, suite à un appel d'offres, pour créer et gérer le registre national des garanties d'origine du biométhane, dans le cadre d'une délégation de service public d'une durée de 5 ans. La société a pour rôle l'émission, le transfert et l'utilisation des garanties d'origine, ainsi que la gestion du registre national et des comptes de ce registre. Un nouvel appel d'offre devrait avoir lieu afin de mettre en place le nouveau système de garanties d'origine à la suite de la Loi Énergie Climat. GRDF devrait conserver la gestion du registre national pour la durée du dernier mandat et l'appel d'offre concernera le gestionnaire des enchères.

2.3.3. Fonctionnement des garanties d'origine (GO) pour le Biométhane

GARANTIES D'ORIGINE POUR LE GAZ RENOUVELABLE

Périmètre géographique de validité :
France

Durée de validité :
24 mois

Émetteurs autorisés :

- Fournisseurs de gaz naturel

Gestionnaire du registre national : GRDF

Contrairement à l'électricité renouvelable, **le marché des garanties d'origine du biométhane concerne encore à ce jour de faibles quantités d'énergie**. Cela s'explique notamment par l'émergence très récente de la filière : le biométhane a été autorisé à être injecté dans les réseaux de gaz naturel en 2011. Autant dire que dans le réseau de gaz naturel français, la transition énergétique est toute récente. Les garanties d'origine pour le biométhane permettent d'introduire une traçabilité du gaz renouvelable (1 GO = 1 MWh de gaz injecté dans le réseau).

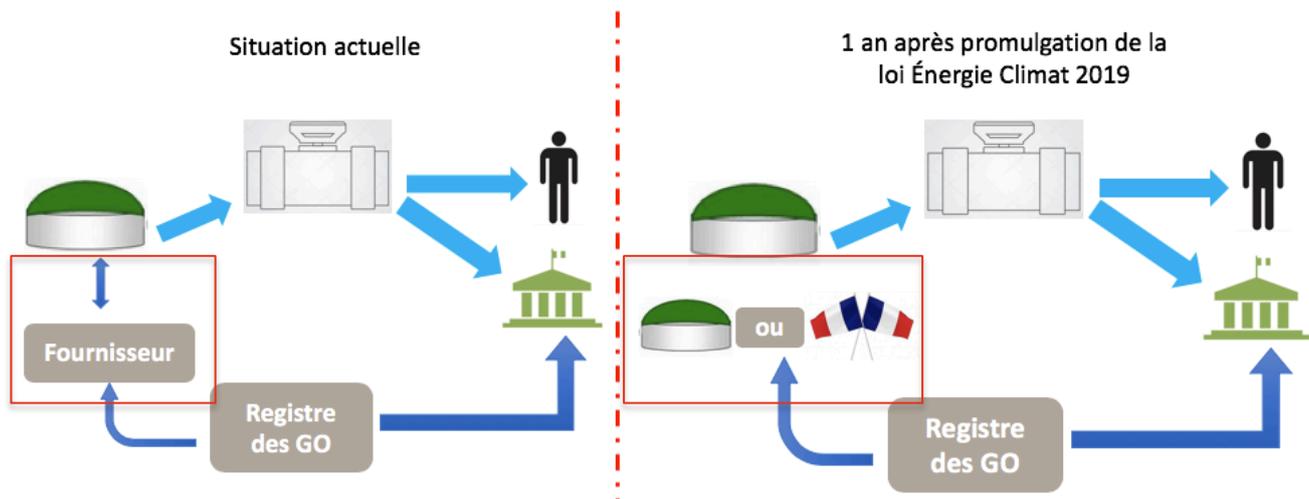


Figure 19 : Évolution du système de GO Biogaz suite à la loi Énergie Climat de 2019

Actuellement (partie de gauche de la Figure 19), là où les garanties d'origine de l'électricité ont une validité dans un périmètre européen, **les GO du biométhane sont utilisables en France uniquement**, et sur une durée de 24 mois. Cette décision s'explique notamment par la grande disparité des modes de soutien dans les différents pays de l'Union européenne, pouvant potentiellement entraîner un frein au développement de la filière

française en plein démarrage, ainsi qu'une distorsion des marchés associés⁴¹. De plus, chaque marché applique diverses exonérations de taxes et les GO extérieures à chaque marché ne sont donc pas reconnues en dehors de ceux-ci, afin de ne pas créer d'appel d'air pour d'éventuels effets d'aubaine.

L'utilisation de garanties d'origine pour le biométhane doit être associée à un contrat de fourniture de gaz naturel. Il n'est donc pas possible pour le moment d'acheter et d'utiliser des garanties d'origine en dehors de son contrat de fourniture. Le registre de garanties d'origine est ouvert aux seuls fournisseurs de gaz naturel.

À ce jour, tous les fournisseurs de gaz naturel ne possèdent pas dans leur portefeuille des GO, **l'offre est donc à la fois moins riche en volume, mais aussi en diversité de mécanismes de fournitures, que dans le domaine de l'électricité.**

La loi Énergie Climat de 2019, pour se plier à la directive européenne RED II, entraîne de nombreux changements dans le fonctionnement du système de GO Biogaz (voir partie de droite Figure 19). En effet, le système des garanties d'origine se voit totalement réformé. Celles-ci ne seront plus valables que 12 mois et ne seront plus valorisables en cumul d'un tarif d'achat ou d'un complément de rémunération. De plus, le marché sera ouvert aux autres pays européens. C'est en fait une convergence vers un système similaire au domaine de l'électricité qui est visée.

Les conséquences sont difficiles à appréhender, mais semblent défavorables à l'essor de la filière pour de nombreux acteurs de la production, de la fourniture et de la construction d'installations de biométhane. En effet, actuellement, un fragment de la valeur des GO est reversé par le fournisseur achetant le biométhane au producteur. Cette réversion représente de l'ordre de 2 à 5 €/MWh (sur une valeur globale de la GO de 10 à 18 €/MWh). Cette perte, cumulée à la baisse importante des tarifs d'achats prévue dans le projet de PPE2⁴², risque de freiner la croissance de la filière biométhane.

C'est donc, comme pour l'électricité, l'État qui valorisera les GO biométhane pour les installations qui bénéficient d'un tarif d'achat, via des enchères. La valeur de la GO biométhane pourrait elle-même fortement fluctuer selon plusieurs critères :

- Volume européen
- Appétence européenne
- Avenir de la fiscalité du biogaz, suite à l'ouverture de ce marché à l'Europe (exonération de TICGN, versement valeur GO au CAS TE, etc.)

Qui qu'il en soit, la valeur des GO biogaz devrait rester supérieure à celle des GO électricité, de par le faible volume relatif de cette production EnR. Les GO étant touchées par l'État, celles-ci iront directement financer de nouvelles installations à l'instar des enchères de GO électriques (pour la part des enchères Pownext de l'État), même si le volume financier global devrait rester modéré vis-à-vis de l'enveloppe globale du financement de la méthanisation en France (environ 8 Mds € pour une période de 10 ans, d'après le projet de PPE2).

⁴¹ L'Allemagne injectait par exemple déjà 9,3 TWh de biométhane dans son réseau de gaz naturel en 2017 – Source OFATE.

⁴² Programmation pluriannuelle de l'énergie

Bilan de fonctionnement du marché de détail du gaz « vert » :

Le système des garanties d'origine du gaz renouvelable actuel diffère donc de celui de l'électricité. La convergence des systèmes aura lieu un an après la promulgation de la loi Énergie Climat. La Figure 20 permet de résumer le cadre général de ce dispositif.

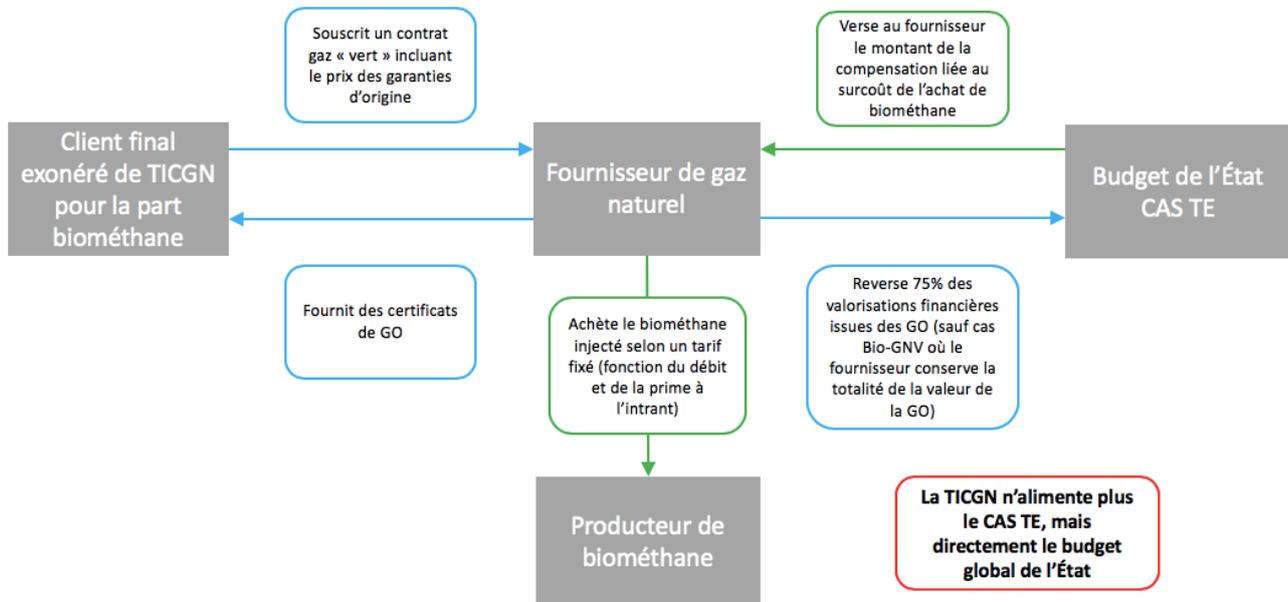


Figure 20: Schéma de principe des différents flux contractuels et financiers liés au biométhane **avant** promulgation des lois Énergie Climat et de Finances 2020

- Le fournisseur de gaz naturel achète le biométhane auprès du producteur par l'intermédiaire d'un tarif d'achat. Ce tarif d'achat est réglementé et varie en fonction des caractéristiques du site d'injection (Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND), unité de méthanisation à partir de résidus agricoles, de déchets ménagers, etc.), mais aussi selon une prime au type d'intrant utilisé. Le fournisseur peut alors demander l'émission de garanties d'origine sur le registre national pour le biométhane qu'il a acheté ;
- Lorsqu'il utilise ces GO, il doit reverser 75% de leur valorisation financière au compte d'affectation spécial (CAS) « transition énergétique » (sauf dans le cas d'une valorisation carburant du biométhane, pour inciter au développement de l'usage de biocarburants). Il y a ainsi incitation financière pour que les fournisseurs de gaz naturel émettent des GO puisqu'ils peuvent conserver 25% du produit de leur vente. Le client final souscrit une offre « verte » auprès de son fournisseur, plus chère qu'une offre conventionnelle (10 à 20€HT de plus par MWh selon nos remontées de terrain). Ce dernier lui certifie, à l'aide de garanties d'origine, qu'une quantité de biométhane équivalente à sa consommation a effectivement été injectée sur le réseau ;
- Le client final est exonéré de TICGN pour la part biométhane consommée, ce qui pourrait avoir tendance à renchérir la valeur des GO (TICGN 2019 = 8,45€/MWh) ;
- Une partie de la facture de tous les clients soumis à la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN) servait à alimenter le CAS « transition énergétique » et donc le développement de nouvelles installations EnR, jusqu'en 2017. Depuis, la TICGN alimente directement le budget de l'État, au même titre que la CSPE pour l'électricité.

Changements dans le nouveau système :

- Suite à la Loi Énergie Climat de 2019, le producteur de biométhane devra faire le choix de valoriser pour son propre compte ses GO, ou bien les céder à l'État et bénéficier d'un tarif d'achat. Le fournisseur n'en bénéficie donc plus et devient acheteur de GO, pour couvrir la part « verte » de ses contrats de fourniture. L'État devrait mettre aux enchères les GO correspondant à l'injection de biométhane pour les installations soutenues. Le produit de ces ventes irait alimenter le CAS TE et donc directement la transition énergétique, tout comme dans le cas de l'électricité. Le montant global est cependant difficile à estimer, sachant que la fiscalité sur le biogaz et le mode de valorisation via des enchères pourraient impliquer des changements notables dans la valorisation des GO Biogaz. De plus, le volume potentiel d'émission de GO biométhane en France est encore modeste.
- Suite au projet de loi de finances 2020, le biométhane injecté sur les réseaux ne sera plus exonéré de TICGN à partir du 1^{er} janvier 2021 et le bioGNV sera aussi redevable de la TICGN, mais à taux réduit, en lieu et place de la TICPE. A noter que l'exonération de TICGN avait tendance à encourager l'achat de biométhane (TICGN 2019 = 8,45€/MWh). La TICGN à taux réduit appliquée au bioGNV et au GNV, sera légèrement plus élevée que la TICPE jusqu'ici appliquée à ces deux produits (TICPE GNV = 4,38€/MWh, contre TICGN GNV = 5,23€/MWh). Globalement la taxation du biogaz sera rapprochée entre biogaz et gaz naturel, selon les usages. Par ailleurs, le montant de la TICGN prend en compte la part d'énergie renouvelable du mix national dans le réseau concerné. En 2020, le montant de la TICGN sera en légère baisse à 8,44€/MWh.
- La forte incertitude qui pèse sur le marché du biométhane pèse sur la filière et sur les acheteurs publics notamment. C'est un frein identifié à la demande.

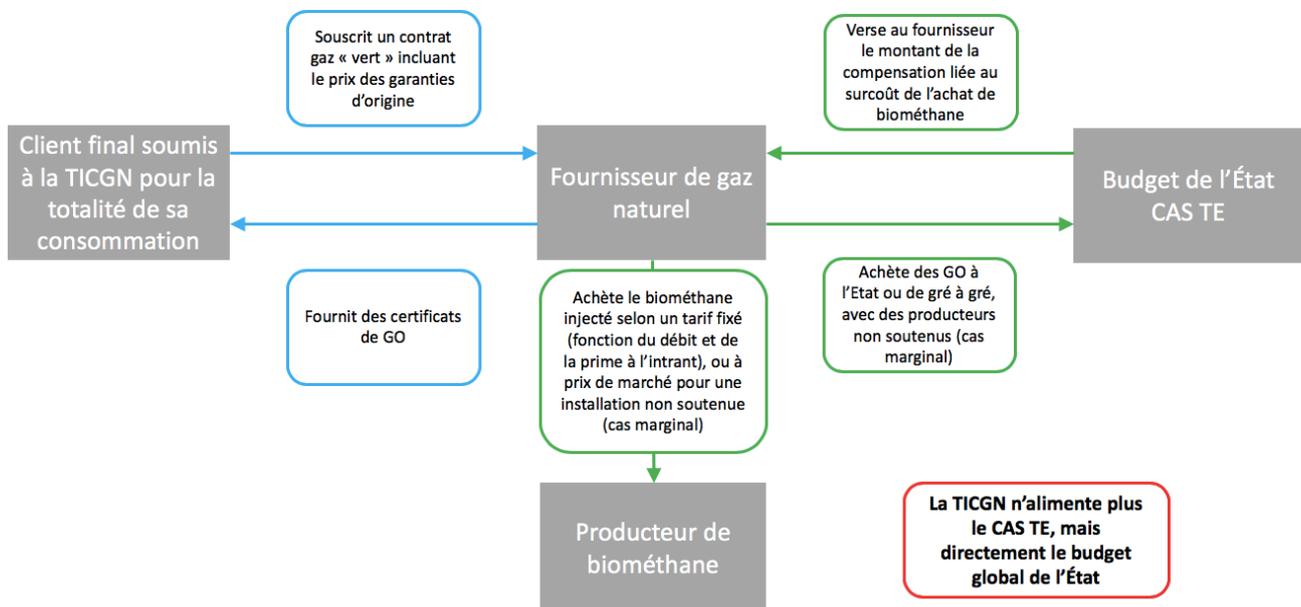


Figure 21 : Schéma de principe des différents flux contractuels et financiers liés au biométhane après promulgation des lois Énergie Climat et de Finance 2020

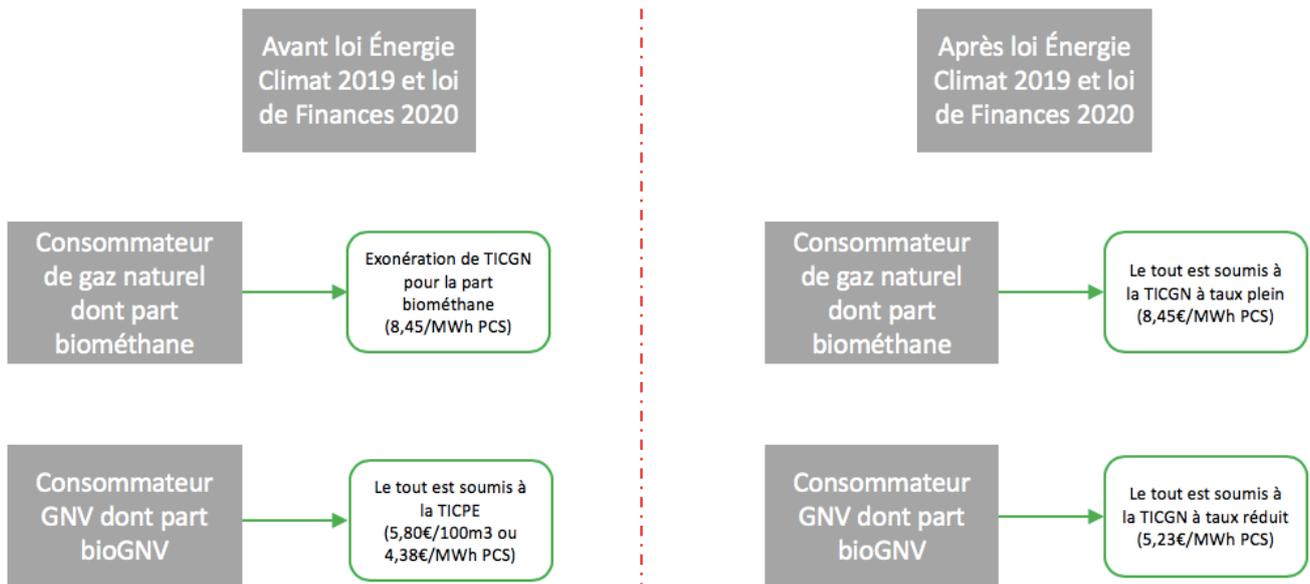


Figure 22 : Taxation du biométhane selon son usage, avant et après la loi Énergie Climat de 2019 et la loi de Finances 2020

2.3.4. État des lieux de la production de biométhane en 2018/2019

En 2018, 76 sites, représentant 1 206 GWh/an de production renouvelable, injectent du biométhane dans le réseau exploité par GRDF essentiellement. Ainsi, du fait de son caractère naissant, la filière biométhane représente à peine plus de 0,3% du gaz consommé en France en 2018⁴³ (442 TWh). La progression de cette filière est néanmoins forte et constante depuis plusieurs années (107 sites raccordés au réseau de gaz naturel pour environ 1 800 GWh/an de capacité au 11 octobre 2019).

La loi de transition énergétique ambitionne de porter à 10% la part de gaz renouvelable dans le réseau d'ici 2030 (cependant le projet de PPE2 – programmation pluriannuelle de l'énergie revoit à la baisse cet objectif à 7% en 2028 et 10% maximum en 2030). Les perspectives d'évolution de la filière sont de ce fait ambitieuses. La file d'attente de raccordement des installations pour injection s'élève à 21,4 TWh/an, pour 1000 nouveaux projets⁴⁴ et confirme la montée en puissance de la filière.

L'étude « *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* » réalisée par l'ADEME en 2013, montre que 56 TWh de biométhane seraient mobilisables à l'horizon 2030. La filière comporte donc un fort potentiel de croissance dans les prochaines années.

Ces perspectives peuvent cependant être modérées, avec une baisse à venir des tarifs d'achat du biométhane injecté.

⁴³ Rappelons à titre comparatif qu'environ 108 TWh d'électricité renouvelable ont été injectés sur les réseaux électriques français en 2018.

⁴⁴ Source : Panorama du gaz renouvelable en 2018, GRDF/GRTGaz/SPEGNN/Syndicat des énergies renouvelables/Teréga, 2019

Évolution de quantités de biométhane réellement injectées dans les réseaux en GWh (source : RTE, Analyse AMORCE avec extrapolation linéaire pour 2019)

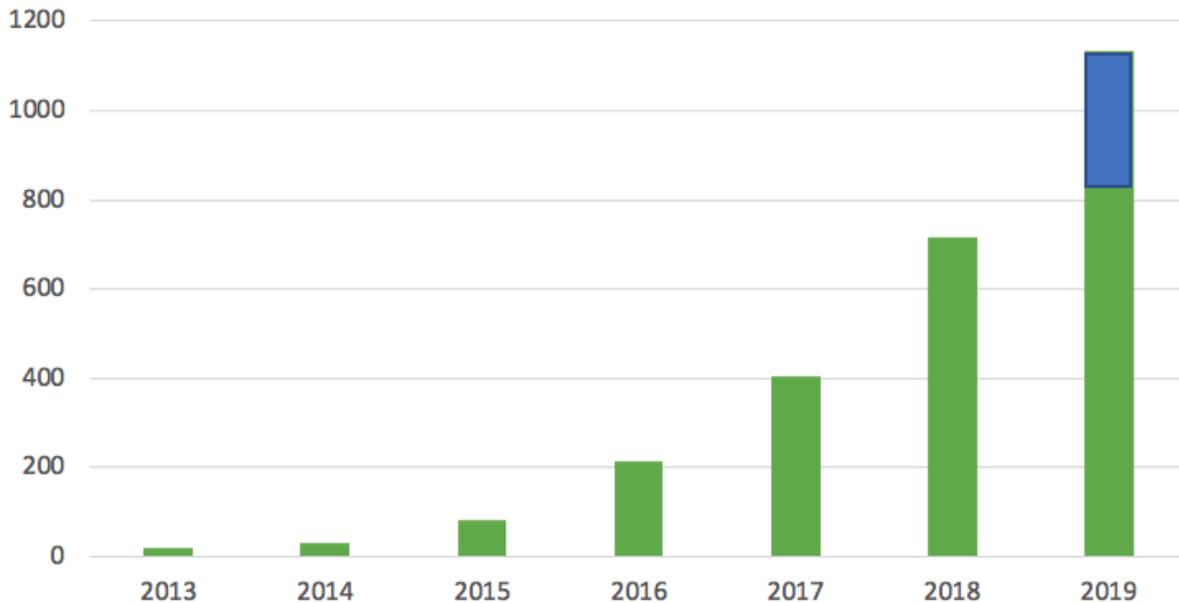


Figure 23: évolution des quantités de biométhane injecté dans le réseau de gaz

2.3.5. État des lieux du gaz renouvelable vendu en 2018

Toute la production de gaz renouvelable ne fait pas l'objet d'émission de garanties d'origine. Ainsi, sur les 714 GWh injectés en 2018, seuls 374 GWh ont fait l'objet d'une émission de GO et 347 GWh ont effectivement été utilisés (pour rappel, les GO ont encore une durée de validité de 2 ans)⁴⁵.

Fin 2018, 46% des GO émises ont été utilisées sous forme de biométhane carburant (taux en forte baisse, 100% en 2013, 78% en 2015), 40 % sous forme de vente à une collectivité et 12% à destination de l'industrie. Le marché des garanties d'origine biométhane pour les collectivités, dans le cadre d'un approvisionnement gaz naturel « classique » (chauffage, eau chaude), reste à ce jour encore confidentiel, même si c'est un marché en forte croissance. Le volume disponible global reste encore faible, le surcoût non négligeable, cependant, la volonté politique est là pour développer cette consommation, notamment via les réseaux de chaleur des collectivités.

2.3.6. Qu'en est-il en Europe (Italie, Royaume-Uni, Allemagne) ?

La méthanisation est une filière plus développée de l'autre côté du Rhin. Cependant, celle-ci s'est développée essentiellement autour de la production d'électricité (9500 unités environ reliées aux réseaux électriques en 2018, pour plus de 4,8 GW de puissance installée). La part d'injection de biométhane est plus faible, mais pas négligeable, avec plus de 195 unités pour 9,3 TWh de volume injecté en 2017, soit environ 1% de la consommation totale du pays⁴⁶. La méthanisation est, en Allemagne, utilisée pour apporter de la flexibilité au réseau électrique et permettre ainsi l'intégration des EnR éoliennes et photovoltaïques, pour ne pas compter

⁴⁵ Gestion du registre français des garanties d'origine biométhane – rapport annuel d'activité 2018 - GRDF

⁴⁶ OFATE – Regards croisés sur le biogaz en Allemagne et en France – février 2019

uniquement sur des unités de gaz naturel, de nucléaire et de charbon. Ce rôle est joué en France par les unités de production hydroélectriques et nucléaire et dans une moindre mesure par le thermique à flamme.

En Italie, la filière s'est, comme en Allemagne, surtout concentrée sur la production électrique. En effet, 1555 unités de méthanisation existaient en 2017, pour 1 400 MW de puissance électrique installée. L'injection a représenté en face seulement 100 GWh de production pour 8 unités reliées au réseau de gaz naturel⁴⁷.

Au Royaume-Uni enfin, ce sont 85 sites qui ont injecté 3 600 GWh en 2017⁴⁸.

⁴⁷ Biogas and Biomethane in Europe – Lessons from Denmark, Germany and Italy – Ifri – avril 2019

⁴⁸ Panorama du gaz renouvelable en 2018, GRDF/GRTGaz/SPEGNN/Syndicat des énergies renouvelables/Teréga, 2019

3. Comment acheter de l'énergie « verte » ?

Cette partie vise à donner quelques clés aux acheteurs publics d'énergie afin qu'ils puissent mieux comprendre comment intégrer et demander de l'énergie renouvelable à travers les contrats passés, mais aussi poser les bases d'une réflexion sur l'intérêt d'ajouter des critères « verts » à leur fourniture d'énergie.

Les propositions ci-après s'appuient entre autres sur plusieurs cahiers des charges d'acteurs publics ayant déjà fait la démarche, des échanges avec le réseau des adhérents d'AMORCE via notre liste de discussion (forum des adhérents), ainsi que sur les retours issus du groupe d'échange « Ouverture des marchés » organisé en septembre 2019 en partenariat avec l'ADEME.

3.1. Pourquoi acheter de l'énergie verte ?

La qualification de « verte » repose actuellement sur la traçabilité par les garanties d'origine (GO). Celle-ci ne garantit cependant pas le développement de nouveaux moyens de production. Le prix de la GO est en effet très faible et sans commune mesure avec les besoins financiers pour le développement de nouvelles capacités de production renouvelable.

Parallèlement, le paysage de la fourniture verte, notamment électrique, s'est largement étoffé et de nombreuses offres s'affichent comme étant « premium », en se basant sur des critères plus restrictifs sur la temporalité (validité des GO), les sources d'approvisionnement (pas d'ARENH, pas d'hydroélectricité, contractualisation directe auprès de petits producteurs ou dans des projets citoyens, tarif d'achat de l'énergie au producteur lui permettant de s'affranchir de subventions d'État, etc.), ou encore sur la proposition de services annexes (ateliers et formations d'aide à la maîtrise de la consommation d'énergie, etc.).

Tous ces paramètres sont difficilement comparables quant à l'impact. Leur objectif commun étant d'avoir un impact positif pour la transition énergétique, par le choix d'une offre verte. En tout état de cause, ces critères sont appelés « **additionalités** » et des acheteurs des collectivités souhaitent en promouvoir certains.

En effet, les collectivités, dans leurs remontés à AMORCE, font part de leur volonté de participer au développement de **boucles locales**, c'est-à-dire qu'elles souhaitent que leurs dépenses énergétiques, favorisent l'apparition de projets locaux de production d'énergies renouvelables.

De nombreux curseurs peuvent théoriquement être actionnés. Cependant, **ils ne permettent pas forcément d'agir pour la transition de manière tangible, ou d'être décisifs et recevables** dans le cadre des appels d'offres énergétiques du code de la commande publique. Le cadre du code de la commande publique restreint les latitudes d'actions de ces collectivités. On peut en tout cas penser à :

- Garantir un réinvestissement dans de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable ou dans la R&D EnR de manière directe ;

Concernant le soutien à des projets EnR du territoire, il est possible de favoriser l'émergence de projets, à la fois par la conclusion d'un marché public avec le fournisseur qui proposerait un tarif de soutien au producteur, une prise de participation de la collectivité, dans le financement du projet, ou même dans sa gouvernance, à travers une participation minoritaire ou majoritaire (voir par exemple le « Guide l'Élu et l'éolien », AMORCE / ADEME, ENP37, 12/2017).

Le rôle des collectivités et des citoyens est en tout cas facilitateur dans l'émergence de projets et favorise les retombées économiques locales.

Les communautés énergétiques locales et citoyennes sont en cours de définition et de transposition en droit français depuis la loi énergie climat de novembre 2019. Celles-ci devraient consacrer le rôle des acteurs locaux dans les domaines de la production et de la fourniture d'énergie (la distribution d'électricité ayant été exclue à ce jour). Voir « Les retombées économiques locales des projets citoyens d'EnR » – Énergie Partagée – Décembre 2019

- Garantir un réinvestissement dans de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable de manière indirecte : par exemple via l'achat auprès des producteurs à un tarif plus élevé et sécurisé sur plusieurs années pour encourager leur développement ;
- Mise en place de projets de compensation carbone par les fournisseurs ;
- Garantir l'absence de fourniture ARENH dans le mix de fourniture auquel est adossé un portefeuille de GO ;
- Renonciation du fournisseur aux droits ARENH induit par son contrat « vert » ;
- Fourniture en GO localisées et sur un périmètre technologique défini (éolien, PV, Biomasse, petite hydroélectricité...) ;
- GO françaises, régionales, voire localisées plus finement encore ;
- GO provenant de nouvelles installations ;
- GO provenant de petites installations (critère sur la puissance installée) ;
- GO provenant d'installations de production non soutenues par l'Etat ;
- Prise en compte de la biodiversité ;
- Etc.

Le principe d'additionnalité doit donc permettre, **en contrepartie d'un surcoût financier, de conduire à l'amélioration de la situation écologique existante via un effet positif et mesurable sur l'environnement, et/ou au développement des énergies renouvelables.** Soutenir des offres vertes incluant une quote-part de réinvestissement en faveur des énergies renouvelables ou d'autres critères écologiques, doit en principe garantir que la décision du consommateur conduit bien au renforcement d'une filière de production destinée à produire tout en préservant l'environnement de façon durable. Dans les faits, l'impact de nombreux critères additionnels proposés au grand public est difficilement mesurable.

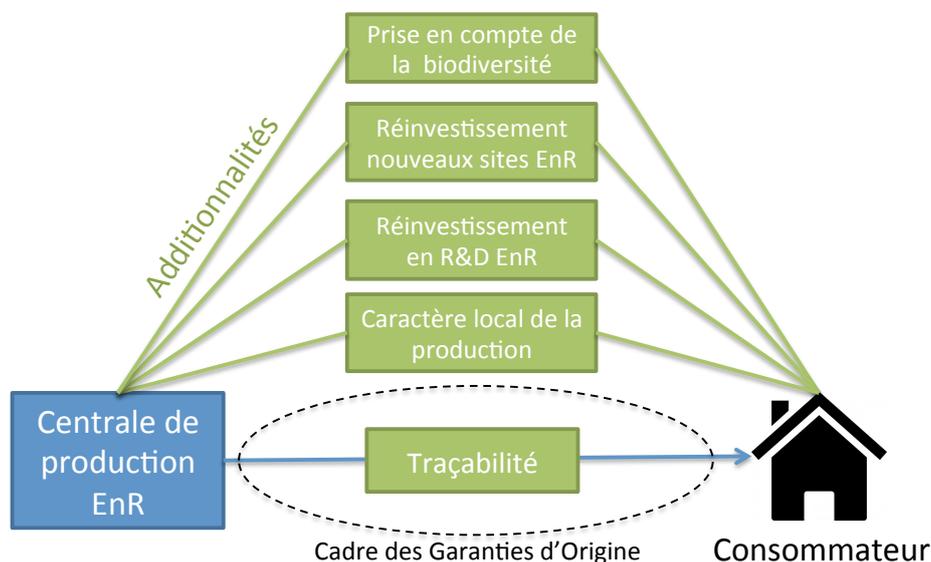


Figure 24: Schématisation des additionnalités de l'électricité

L'électricité renouvelable peut aussi faire l'objet de labellisations pour certifier les caractères additionnels d'une consommation : à ce titre, **plusieurs labels existent sur les marchés européens.** Ils permettent également de garantir au consommateur un ou plusieurs attributs pour l'électricité « verte » achetée : implantation des parcs EnR avec un impact réduit sur l'environnement et la biodiversité, exemplarité du fournisseur en matière de développement durable, etc. Certains de ces labels couvrent des aspects bien plus larges du développement durable, et ne concernent pas seulement l'électricité renouvelable (économies d'énergie, efficacité énergétique, etc.). Quelques exemples : 100% energia verde (Italie), Milieukeur (Pays-Bas), Bra Miljöval (Suède), EKO

energy (Finlande initialement, mais label devenu européen), ok-power et TÜV (Allemagne)...⁴⁹ S'il est possible d'ajouter un label à une garantie d'origine, peu de fournisseurs français offrent de l'électricité labellisée de la sorte⁵⁰. Il est aussi difficile de différencier les labels qui font référence à de très divers critères d'additionnalité⁵¹. Cela étant, le caractère pédagogique de ces labels permet tout de même de mieux comprendre en quoi l'acte d'achat peut favoriser la transition énergétique ou écologique.

Pour traduire de façon concrète les exigences en matière d'additionnalités, les acteurs publics peuvent s'interroger sur les points suivants :

- L'énergie que mon fournisseur achète est-elle bien liée aux GO associées⁵² ?
- Comment est produite l'électricité que mon fournisseur achète (la part fourniture, pas les GO) ?
- Qui exploite les installations de production auprès de qui mon fournisseur achète de l'énergie ?
- Où sont-elles situées ?
- Quelle est la taille de ces installations ?
- Quelle technologie pour les garanties d'origine de centrales injectant de l'électricité verte sur le réseau ?
- Quel produit de la vente des garanties d'origine et quelle répartition entre les différents acteurs ?
 - En ce qui concerne la part qui va au producteur : l'installation de production est-elle déjà amortie ? L'installation est-elle sous obligation d'achat ou bien vend-elle son énergie sur le marché ?
 - En ce qui concerne la part qui va au fournisseur : est-elle en partie réinvestie dans la recherche de nouvelles capacités de production pour assurer un développement continu et un financement partiellement circulaire des filières renouvelables ?
 - En ce qui concerne la part qui va à l'État : dans le cadre de la vente des GO de l'État, le produit des enchères doit alimenter le CAS TE⁵³ et donc directement la transition énergétique pour un montant annuel estimé à 49 millions d'euros.

En attendant, tous ces questionnements et exigences peuvent parfois se traduire dans le contenu des cahiers des charges des marchés publics. **La traduction juridique des volontés politiques les plus marquées devra faire l'objet d'une attention toute particulière.**

Enfin, une réflexion sur les avantages / inconvénients doit guider la logique d'achat sur tous les critères que l'on souhaite ajouter dans un contrat. En effet, il faut bien comptabiliser le gain écologique, sa mesurabilité, l'image d'exemplarité gagnée, avec la hausse de prix de fourniture engendrée, le temps passé par les agents de la collectivité sur la contractualisation et son contrôle, mais aussi le risque de limitation des réponses à l'appel d'offres.

3.2. Comment faire ?

Les collectivités territoriales, en tant que pouvoirs adjudicateurs sont tenues de respecter les règles de la commande publique qui ont été réformées en 2016 sans que leurs principes fondamentaux n'aient été modifiés. Les conseils et retours d'expérience figurant dans la présente publication sont purement informatifs et leur mise en pratique relève de la responsabilité du pouvoir adjudicateur.

Globalement, le pouvoir adjudicateur devra déterminer **la proportion d'énergie verte** qu'il souhaite par rapport à la quantité d'énergie fournie, **les conditions de contrôle** sur la traçabilité de l'énergie et **les éventuelles additionnalités** attendues, ainsi que **le mode de preuve exigé**. Selon la nature de ces paramètres et l'importance qu'il accorde à chacun d'entre eux, il pourrait les faire apparaître :

⁴⁹ À lire sur le sujet des labels : Achats et Protection du climat : recommandations pour l'achat d'électricité verte, Rhônalpennergie-Environnement / Buy Smart +, 2012

⁵⁰ Un seul fournisseur à notre connaissance, Planète Oui, commercialise une offre d'électricité labellisée EKO energy

⁵¹ Pour un descriptif du contenu des labels existants, voir le lien suivant : https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2016-114_jmu_a_green_electricity_market_that_works_for_consumers.pdf

⁵² Pour rappel, les électrons ne sont physiquement traçables et il n'est pas physiquement possible de savoir quelle centrale alimente réellement qui. On se contente donc de flux financiers pour savoir qui paye qui.

⁵³ Compte d'Affectation Spécial Transition Énergétique

- Au moment de la définition du besoin
- Au moment de la définition des lots
- Dans la définition de la procédure
- Dans le choix des critères d'attribution
- Dans la rédaction du cahier des charges et des spécifications techniques

La production d'énergie issue de sources renouvelables et de récupération contribue indiscutablement à la protection de l'environnement sur les aspects climatiques, ainsi les pouvoirs adjudicateurs peuvent, sans contrevenir au principe de liberté d'accès à la commande publique exiger une énergie verte.

3.2.1. Stade de la définition du besoin, de l'objet et de la forme du marché

>> Peut-on indiquer à ce stade que l'on souhaite un pourcentage d'énergie verte ?

Nous considérons juridiquement risqué d'indiquer dès ce stade vouloir de l'électricité ou du gaz verts. L'objet du marché est l'achat d'énergie (électricité ou gaz). Pour autant, une telle rédaction de l'objet du marché a déjà pu être observée. Dans un autre domaine, de telles formulations peuvent apparaître, par exemple, pour l'achat d'alimentation bio.

En tout état de cause, l'article L.2111-1 du code de la commande publique impose aux pouvoirs adjudicateurs de définir leurs besoins en prenant en compte les objectifs de développement durable.

En ce qui concerne la forme du marché, le code de la commande publique distingue deux types de marchés : les marchés publics et les accords-cadres. Parmi ces deux options, le guide sur l'achat public d'énergie du ministère de l'économie, de l'industrie et du numérique⁵⁴ recommande fortement les accords-cadres. En effet, les fournisseurs sont en mesure de proposer des prix intéressants en achetant de l'électricité sur les marchés à terme. Compte-tenu de l'incertitude sur le lauréat du marché, ils n'achètent effectivement cette énergie que lorsque le contrat est effectivement signé. Ainsi, les fournisseurs s'exposent à un risque de changement dans le niveau des cours de l'énergie entre le moment de l'établissement de leur offre et le moment où le lauréat achètera effectivement cette énergie sur les marchés.

Selon le guide précité, « dans la sphère publique, une consultation de marché ordinaire impose généralement une durée de validité des offres de 90 ou 180 jours entre la réception de l'offre et la date à laquelle l'acheteur procède au choix de l'attributaire. Elle n'est donc pas adaptée à cette problématique. Elle peut même entraîner des offres aux niveaux de prix très élevés (couverture du risque voire une absence de réponses donc des procédures infructueuses⁵⁵ »

⁵⁴ Groupe d'étude des marchés du ministère de l'économie, de l'industrie et du numérique, *Guide sur l'achat public d'énergie*, mars 2015

⁵⁵ Idem

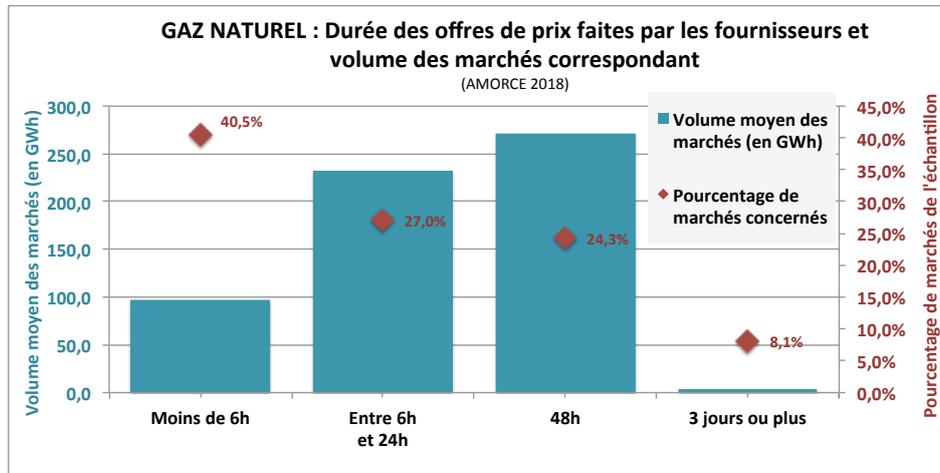


Figure 25 : Durée des offres de prix et volume des marchés – gaz naturel

A l'inverse les accords-cadres permettent d'évaluer les capacités techniques et financières des candidats et d'attribuer une note technique à leur offre dans un délai long et, de comparer en peu de temps les prix proposés dans le cadre du marché subséquent. Il est possible et même courant que le critère « prix » dans les marchés subséquents soit accompagné du critère « note technique reçue dans le cadre de la passation de l'accord cadre » pour l'attribution du marché. Ainsi, la comparaison des différents prix proposés (seul paramètre nouveau) peut être faite dans un délai très restreint (couramment entre 3 à 72h). On notait dans le cas de l'électricité, dans l'enquête de 2018⁵⁶, une durée moyenne de validité de 8 jours, qui était rabaisée à seulement 9h si l'on pondérait avec le volume des marchés. Dans le cas du gaz naturel, on obtenait une moyenne à 6 jours, qui baissait à 30h après pondération par la taille des marchés.

Cette analyse s'applique aux fournisseurs qui s'approvisionnent sur le marché et non à ceux qui ont contractualisé de gré à gré avec les producteurs pour des durées plus longues. Dans ce cas, le prix proposé n'inclut pas de prime de risque même pour un délai d'attribution des offres qui soit long.

L'enquête sur l'achat d'énergie dans les collectivités⁵⁷ confirme cette tendance : seulement 9% des contrats de gaz naturel et 21% en électricité, représentant dans les deux cas 1% du volume de l'échantillon de l'enquête ne sont pas passés par une procédure d'accord cadre. On notera d'ailleurs le lien fort entre la durée de validité de l'offre exigée et les quantités d'énergie en jeu (Figure 25 et Figure 26).

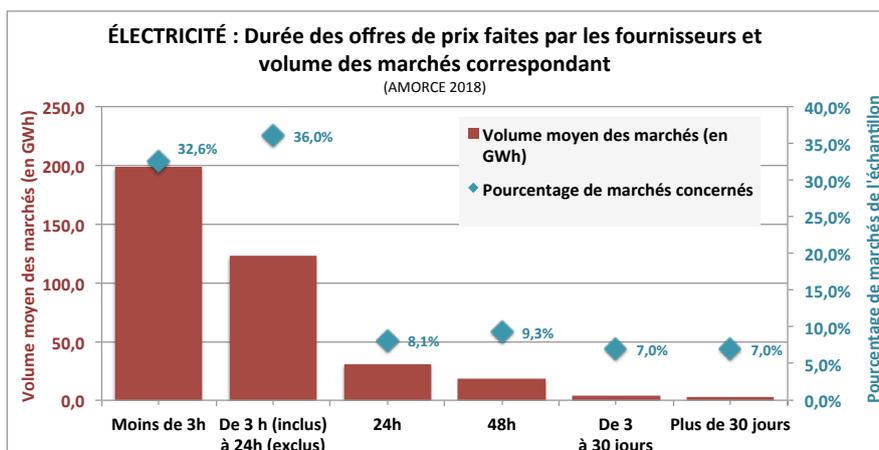


Figure 26 : Durée des offres de prix et volume des marchés – électricité

⁵⁶ AMORCE, *Observatoire des offres de marchés de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics*, janvier 2019, ENE 33

⁵⁷ AMORCE, *Observatoire des offres de marchés de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics*, janvier 2019, ENE 33

3.2.2. Stade de la définition des lots

L'article L.2113-10 du code de la commande publique dispose qu'un marché doit être alloti. On peut alors construire des lots d'une taille permettant aux petits fournisseurs de répondre à l'appel d'offres. Ces lots peuvent contenir des critères environnementaux poussés, qui renchérisent une partie du marché mais pas la totalité. Cette démarche est adaptée pour les lots dits à haute valeur environnementale, tout en ne grevant pas de façon démesurée la trésorerie de la collectivité.

Il y a alors deux manières de procéder pour définir ces lots qui n'ont pas nécessairement les mêmes critères d'attribution et spécifications techniques : par type d'offre ou géographique (par PDL - Point de livraison).

Par ailleurs, le code de la commande publique, permet de conclure certains lots en dehors de la procédure applicable (voir Figure 27) pour l'ensemble du marché de fourniture. Certaines conditions doivent toutefois être respectées :

- L'article R. 2123-1 du code de la commande publique : permet de passer des lots en procédure adaptée quand le montant total du marché dépasse les seuils de procédure formalisées. 2 conditions doivent être respectées :
 - o Chacun des lots qu'il est projeté de passer en MAPA (marché à procédure adaptée) est inférieur à 80 000 euros HT pour les services et fournitures et 1 millions d'euros pour des travaux ;
 - o Le montant HT cumulé des lots qu'il est projeté de passer en MAPA ne dépasse pas 20% du montant total du marché.
- L'article R. 2122-8 du code de la commande publique : permet de passer des lots sans publicité ni mise en concurrence quand le montant total du marché dépasse les 40 000 euros HT⁵⁸. Une condition doit être respectée :
 - o Le montant HT cumulés des lots qu'il est projeté de passer sans publicité ni mise en concurrence ne dépassent pas 20% du montant total du marché

Attention, scinder son marché en de nombreux lots peut alourdir le processus de passation, notamment en augmentant le nombre d'offres à examiner.

3.2.3. Stade de la définition de la procédure

La nature des procédures à engager est toujours fonction du pouvoir adjudicateur (Etat, collectivités, établissements publics, etc.), du type de marché (travaux, fourniture ou services) et enfin du montant prévisionnel de la prestation.

Pour la fourniture d'énergie (et éventuellement la délivrance de services associés), voici dans la Figure 27 ci-dessous, les procédures à suivre.

⁵⁸ Ce seuil a été relevé à compter du 1^{er} janvier 2020 -> Décret n°2019-1344 du 12 décembre 2019 et article R.2122-8 du code de la commande publique.

Seuil de marché pour les marchés de fourniture	Correspondance sur le volume consommé sur un an	Modalités de publicité et de mise en concurrence
< 40 000 ⁵⁹ € HT	-2 tarifs jaunes (Ps 60 kVA - 2x120 000kWh)	-Pas d'obligation de publicité ni mise en concurrence
	-40 tarifs bleus (6 à 18kVA - 260 000kWh)	-Respect des principes de la commande publique
40 000 < X < 90 000 € HT	-10 tarifs jaunes - 800 000 kWh entre 42 et 168 kVA	-Publicité au choix
	-1 tarif vert 250 KW 1 300 000 KWh	-Marché à procédure adaptée (variantes autorisées par défaut)
90 000 < X < 214 000 € HT	-20 tarifs jaunes 42 à 240 kVA 1 900 000 kWh	-BOAMP ou journal d'annonces légales
	-1 tarif vert 600 kW 3 000 000 KWh	-Marché à procédure adaptée (variantes autorisées par défaut)
> 214 000 € HT		BOAMP et JOUE Procédures formalisées (variantes interdites sauf mention contraire)

Figure 27 : Procédures pour l'achat d'énergie par une collectivité territoriale

Dans le cadre des marchés à procédure adaptées (MAPA), le pouvoir adjudicateur est libre de façonner sa propre procédure, en respectant toutefois les principes de la commande publique et certaines règles du code. Notamment, le recours à la négociation est facilité et peut permettre de faire évoluer les offres des candidats.

Il n'est donc pas recommandé pour un marché inférieur à 214 000 € HT, de passer par une procédure formalisée. Au contraire, c'est l'occasion d'adapter la procédure d'achat afin de faciliter l'ajout d'additionalité aux offres notamment par la négociation.

A l'inverse, pour les marchés de plus de 214 000 €HT, on ne peut pas s'affranchir des procédures formalisées.

Les procédures formalisées sont au nombre de 3 :

- Le **dialogue compétitif** qui n'est pas adapté aux marchés de fourniture d'électricité et de gaz ;
- **L'appel d'offres ouvert ou restreint**. En marché formalisé, c'est la procédure par défaut. Le recours à une autre procédure doit être justifié au regard des critères fixés dans le code de la commande publique. Cette procédure exclut toute négociation des offres
- La **procédure avec négociation**. Il ne peut y être recouru que dans des cas précis fixés par l'article R.2124-3 du Code de la commande publique. Pour l'achat d'énergie, il est, selon nous, possible de recourir à ce type de procédure en le justifiant assez facilement. De notre point de vue, cette procédure offre le plus de possibilités pour conclure un marché de fourniture verte avec additionalités.

En effet, plus on laisse de place à la négociation, plus on a de place pour ajouter des termes additionnels, soit auxquels on n'aurait pas pensé, soit pour lesquels une rédaction en premier lieu aurait entraîné un risque de non réponse à l'appel d'offres. Attention toutefois, dans le cadre des marchés formalisés, la négociation ne peut entraîner de modifications trop importantes des offres remises.

Il peut également être intéressant de permettre des variantes de la part des candidats, leur laissant ainsi la possibilité de faire des offres originales et adaptées à leurs possibilités et aux attentes des collectivités.

⁵⁹ Idem 53 ci-dessus

L'enquête qu'a menée AMORCE en 2018⁶⁰ indique que pour les accords-cadres passés sur la fourniture d'électricité et de gaz naturel, il y a en moyenne 2,7 fournisseurs d'électricité et 5 fournisseurs de gaz au stade de l'accord cadre (la taille du marché ayant une influence importante sur cette valeur). Ainsi, le recours à l'appel d'offres restreint ne se justifie pas par un nombre trop important de candidatures à analyser.

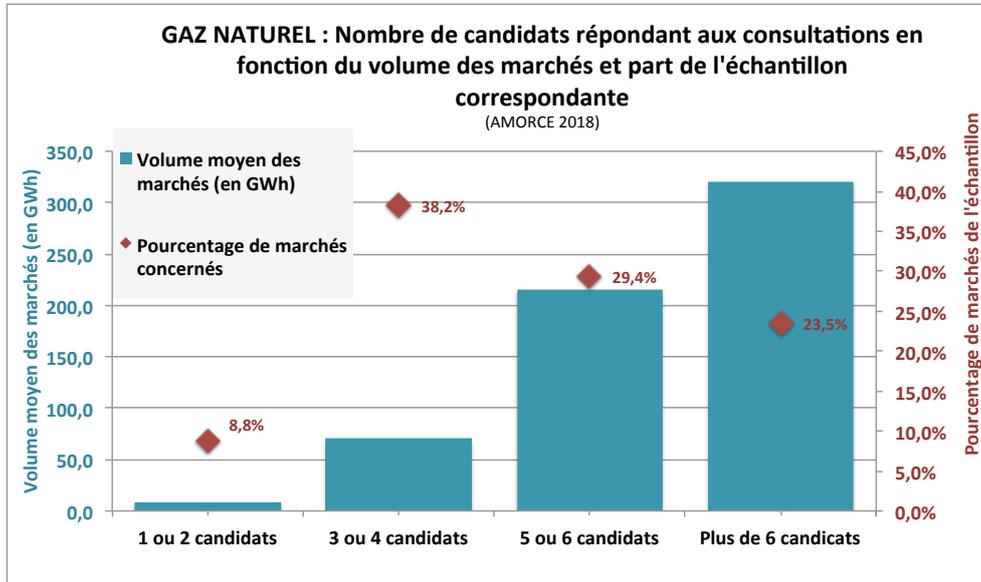


Figure 28 : Nombre de candidats / volume des marchés - gaz naturel

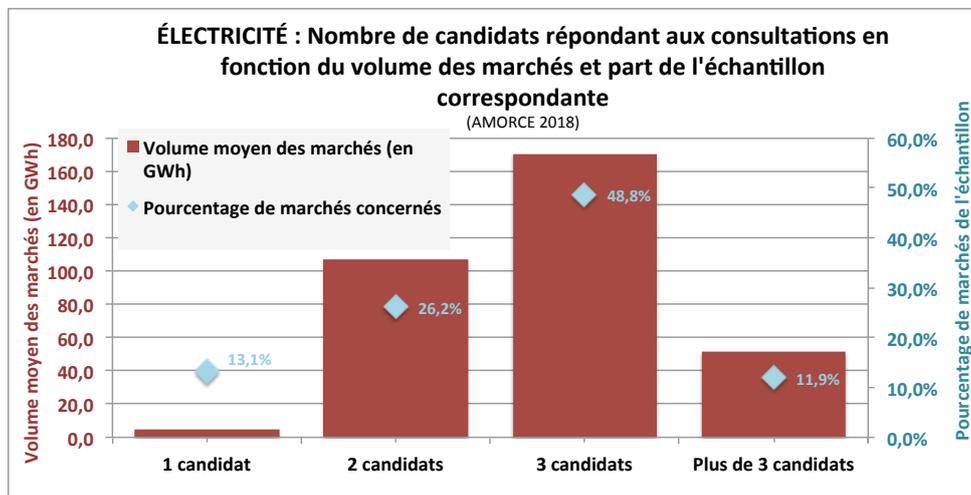


Figure 29 : Nombre de candidats / volume des marchés – gaz naturel

⁶⁰ AMORCE, *Observatoire des offres de marchés de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics*, janvier 2019, ENE 33

3.2.4. Stade de la rédaction du cahier des charges et de spécifications techniques

Les spécifications techniques sont le niveau minimal d'exigences requis pour que l'offre soit recevable. Les spécifications techniques portent sur les caractéristiques du produit ou du service ou bien sur les caractéristiques du processus de production si cela est en lien avec l'objet du marché.

Les **conditions d'exécution** associées, comme les spécifications techniques, sont imposées par le pouvoir adjudicateur aux candidats et s'imposent lors de l'exécution. Ces conditions, sous réserve d'être suffisamment en lien avec l'objet du marché, peuvent prendre en compte des considérations relatives à l'économie, à l'innovation, à l'environnement, au domaine social ou à l'emploi⁶¹.

Le cahier des charges permet donc au pouvoir adjudicateur de déterminer la proportion d'énergie verte minimale qu'il souhaite (sous forme de pourcentage le plus souvent), les conditions de contrôle pour sa traçabilité, les éventuelles additionnalités attendues et le mode de preuve associé. Les spécifications doivent pouvoir être contrôlées au moment de la remise de l'offre, un engagement doit être avancé par le fournisseur d'une façon permettant sa vérification lors de l'exécution du marché. Il faudra rester vigilant à ne pas être discriminatoire, ni trop exigeant, ce qui pourrait entraîner une absence de réponse ou une dénonciation de l'appel d'offres.

D'après les résultats de l'enquête⁶², 70% des collectivités ont choisi d'intégrer l'électricité renouvelable via une variante, entre 25 et 100% de couverture par des GO (64% en moyenne). Dans le cas du biogaz, nous avons alors relevé 6% de structures qui se fournissaient en gaz vert, pour 0,13% du total fourni⁶³.

Une option alternative est proposée par l'association AURAE⁶⁴, **plus particulièrement dans le cadre de l'achat de biométhane**. Dans cette filière, il est difficile de connaître précisément les quantités de garanties d'origine effectivement disponibles sur le marché (la possibilité d'injecter dans les réseaux de gaz date seulement de 2011). AURAE propose donc sur le modèle très répandu en matière de marchés publics une formulation souple « marché public de fourniture et approvisionnement en gaz incluant « autant que possible » du biométhane.

AURAE rappelle pour autant le caractère incertain de cette formulation qui ne répondrait pas exactement à l'exigence de définition précise du besoin du pouvoir adjudicateur. Mais elle explique que ce flou reflète dans le même temps, l'incertitude sur la disponibilité de la ressource biométhane plus que l'incertitude sur les besoins du pouvoir adjudicateur. Dans ce cas de figure, les spécifications techniques doivent prévoir un pourcentage minimum de biométhane exigé et un des critères d'attribution doit indiquer « des points supplémentaires sont attribués par quantité additionnelle de biométhane proposé ». Dans un contexte où les garanties d'origine biométhane sont rares (et donc chères), cela peut permettre d'obtenir le meilleur rapport quantité/prix selon les opportunités commerciales dont disposeront les candidats.

Inciter le fournisseur à améliorer son offre en cours de marché :

Les règles de la commande publique autorisent le pouvoir adjudicateur à prévoir dans le cahier des charges une récompense pour son prestataire qui dépasserait le niveau minimal d'exigences prévu dans les spécifications techniques : on parle de **clauses incitatives**.

Les clauses incitatives n'ont pas d'effet sur le prix initial du marché qui reste déterminable (c'est-à-dire qu'il est calculable). Toutefois, si le prestataire atteint les objectifs fixés par la clause, une prime devra lui être versée si toutes les conditions sont réunies. Les collectivités mettant en place de telles clauses doivent donc provisionner une potentielle prime puisque le prestataire touchera un prix de règlement supérieur au prix initial.

⁶¹ Article L.2112-2 du code de la commande publique

⁶² AMORCE, *Observatoire des offres de marchés de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics*, janvier 2019, ENE 33

⁶³ Il faut tenir compte de l'incertitude ou du faible niveau relatif du marché des GO biométhane vis-à-vis du domaine de l'électricité.

⁶⁴ RAEE, *Marchés de fourniture et approvisionnement en gaz : comment intégrer le développement durable ?*, 2015

La complexité de la rédaction des clauses incitatives explique clairement leur très faible développement. Il est nécessaire de les rédiger correctement d'une part, pour limiter le risque juridique, et d'autre part pour les rendre opérantes.

Ainsi, des règles rédactionnelles s'imposent :

- **Dans la définition de l'objectif à atteindre** : il est nécessaire de fixer un objectif ni trop simple puisqu'en ce cas l'effort ne sera pas suffisamment grand pour enclencher la prime, ni trop complexe puisqu'en ce cas la clause ne sera pas suffisamment incitative. La collectivité ne décide pas de l'opportunité de verser la prime qui sera due dès l'objectif atteint. Les seuils et la durée doivent donc être définis.
- **Dans le choix de la formule d'incitation (prime, somme forfaitaire...) et la détermination de son montant** : il est conseillé de rester dans une logique de proportionnalité avec les moyens mis en œuvre par le prestataire (ainsi un système de primes par échelons peut être mis en place).
- **Dans la fixation de bons indicateurs pour évaluer et contrôler la performance** : la collectivité doit définir des critères objectifs, mesurables et non contestables pour mesurer et contrôler la performance par le prestataire. De plus, il est fondamental de choisir de bons indicateurs afin de rendre le marché public réellement incitatif.
- **Dans la fixation des modalités de versement de la prime**⁶⁵.

3.2.5. Stade du choix des critères d'attribution

Les aspects environnementaux figurent parmi la liste de critères de sélection qui peuvent être retenus (article R.2152-7 du code de la commande publique).

Le pouvoir adjudicateur est libre de définir les critères qui lui permettront de répondre au mieux à son besoin sous réserve **qu'ils soient non discriminatoires et en lien avec l'objet du marché ou ses conditions d'exécution. Ils doivent en tout état de cause être objectifs et précis**⁶⁶.

Les critères de sélection permettent de distinguer et de noter les offres peuvent porter sur les caractéristiques intrinsèques du produit/service ou bien des conditions d'exécution particulières. Le classement des candidatures se fait en fonction des notes pondérées obtenues pour chaque critère de sélection ou de critères hiérarchisés à défaut. Ces critères permettent donc de juger les offres qui répondent *a minima* aux spécifications techniques décrites au stade du cahier des charges.

C'est donc à ce stade qu'on pourra faire le choix des critères et des modalités de notation de ceux-ci pour favoriser les offres vertes avec une éventuelle additionalité.

Une exigence peut être introduite dans la mesure où :

- elle vise à prendre en compte des objectifs de développement durable,
- elle est en lien direct avec l'objet du marché⁶⁷,
- elle est non discriminatoire, au sens où elle n'exclut pas « arbitrairement » certains candidats potentiels⁶⁸.

Il faudra aussi proposer des modalités de vérification pertinentes de mise en place de cette exigence.

⁶⁵ Ce paragraphe est extrait de la publication d'Amorce DJ20 Marchés publics incitatifs de collecte de déchets, 2016.

⁶⁶ Pour le détail des modalités de choix des critères, se reporter à la fiche de la direction des affaires juridiques de Bercy « [L'examen des offres. Comment choisir l'offre économiquement le plus avantageuse ?](#) »

⁶⁷ Ainsi, en matière de critères sociaux, un critère relatif à la politique sociale de l'entreprise a fait annuler le marché (CE, 15 février 2013, Société Derichebourg polyurbaine, n°363921) car ce critère était sans lien direct avec la prestation fournie. En revanche, le Conseil d'État a admis qu'un critère de performances en matière d'insertion professionnelle des publics en difficulté pouvait être en rapport avec l'objet d'un marché de travaux publics, dès lors que celui-ci était susceptible d'être exécuté au moins en partie par du personnel engagé dans une démarche d'insertion (CE, 25 mars 2013, Département de l'Isère, n° 364950)

⁶⁸ Cette précision est importante dans la mesure où le Conseil d'Etat dans un arrêt du 17 juillet 2013, n° 366864 a autorisé qu'un critère puisse être discriminatoire dès lors qu'il était en lien avec l'objet du marché.

Rappelons enfin que la définition des critères d'attribution doit être accompagnée d'une pondération pertinente, afin que l'offre retenue soit en adéquation avec les préférences effectives de la collectivité, tout en n'entraînant pas un désistement de l'ensemble des fournisseurs, ou un coût démesuré pour le marché.

Les critères doivent pouvoir être contrôlés au moment de la remise de l'offre et un engagement doit être avancé par le fournisseur selon des modes de preuve et de traçabilité vérifiables. Les conditions d'exécution pourront donc *a minima* imposer de fournir des garanties d'origine, pour preuve qu'un volume d'énergie renouvelable équivalent à la consommation contractualisée a bien été injectée au cours de l'année. Cette condition est en lien direct avec l'objet du marché puisqu'il s'agit d'assurer la preuve de sa bonne exécution.

Exemple de rédaction pour l'électricité :

OBJET DU MARCHÉ : Fourniture et acheminement de l'électricité pour les équipements de puissance supérieure à 36kva

CRITERES D'ATTRIBUTION :

1. prix des prestations %. Pondération : 40 -> Critère à ne pas trop baisser sur la globalité du marché, pour ne pas risquer d'entraîner un coût démesuré appliqué à une offre qui aurait obtenu de bonnes notes aux autres critères (une pondération inférieure à 30% est rare dans les faits). En revanche, ce critère peut être revu à la baisse sur des lots de type « Haute Valeur Environnementale » (voir aussi technique des petits lots dans ce cas, au chapitre 3.2.2)
2. sécurité d'approvisionnement %. Pondération : 20 -> Ce point n'a que peu de sens, puisque la sécurité d'approvisionnement ne dépend pas du fournisseur, mais du gestionnaire de réseau selon un contrat tpe qui les unit.
3. réactivité et suivi de gestion du contrat %. Pondération : 30 -> Ce critère est important, pour assurer des échanges de qualité entre le fournisseur et la collectivité, notamment vis-à-vis de problèmes de facturations qui peuvent entraîner une perte de temps de gestion importante
4. performance environnementale du candidat, notamment en matière de lutte contre le changement climatique %. Pondération : 10

CONDITIONS D'EXECUTION :

La preuve de l'origine renouvelable de l'électricité (GO ou équivalent) sera rendue publique annuellement.

Voici maintenant le point de vue d'AMORCE sur une série de points qui pourraient être inscrits au cahier des spécifications techniques ou dans les critères d'attribution d'un marché :

Sur les GO :

- On peut mettre *a minima* une note sur l'énergie renouvelable qui va être fournie, via des garanties d'origine.
- On peut demander un volume limité de GO technologiques (par exemple : hydroélectricité 20% maximum du volume global fourni), plutôt que de demander une technologie précisément ou en interdire formellement une.

→ en critère : oui, mais de manière limitée. La note doit porter uniquement sur la quantité d'énergie renouvelable que le candidat s'engage à fournir à la collectivité (attention : on ne peut noter le mix énergétique global du fournisseur) en plus de la demande minimale de la collectivité.

→ en spécifications/conditions : oui , mais de manière limitée. L'acheteur peut fixer une demande minimale d'énergie renouvelable sans risque juridique *a priori*. Quant à la demande portant sur des technologies en particulier, il convient de limiter ce type de conditions dans la mesure où elles pourraient être jugées trop discriminatoires.

- Pour les GO locales ou françaises, pour éviter que ces demandes ne soient trop discriminatoires, il faut définir largement le critère local en fixant le périmètre régional. Un périmètre plus restreint pourrait entraîner des difficultés d'approvisionnement aux enchères et un prix très élevé. Le volume devra aussi être limité.

→ en critère : oui, mais de manière limitée. De la même manière que pour le critère sur l'énergie renouvelable.

→ en spécifications/conditions : oui, cela semble possible. Pour autant, la demande de la collectivité devra selon nous porter sur une part seulement de l'énergie fournie sauf à risquer une nouvelle fois d'être jugé trop discriminatoire.

- GO provenant d'installation de production non soutenues par l'État : ceci demande de bien définir ce qu'est une nouvelle installation et devra être limité en volume. En effet, parle-t-on de centrales qui n'ont jamais bénéficié d'aide, ou d'installations qui ne sont plus aidées et qui pourraient avoir à s'arrêter (ou ne plus bénéficier d'un effet d'aubaine dans le cas des barrages hydroélectriques amortis depuis des décennies) sans la valeur des GO générées ?

Il est recommandé de prévoir le dispositif de suivi des GO pendant l'exécution du marché. Concrètement une GO est un document PDF certifié, qui n'est pas facilement exploitable pour du reporting. Cependant, le cahier des charges peut prévoir d'imposer au fournisseur de réaliser ce reporting, en fournissant un tableau récapitulatif au format souhaité, avec toutes les données des certificats des GO.

→ en critère : oui, en reprenant les limites indiquées ci-dessus.

→ en spécifications/conditions : oui, en reprenant les limites indiquées ci-dessus.

- GO provenant de nouvelles installations : encore une fois, ceci demande de bien définir ce qu'est une nouvelle installation et devra être limité en volume

→ en critère : oui, en reprenant les limites indiquées ci-dessus.

→ en spécifications/conditions : oui, en reprenant les limites indiquées ci-dessus.

Globalement, on peut, au moment du jugement des offres, mettre des points en plus pour une part GO technologique, locale, mais limitée. Aller trop loin dans ce sens risque cependant d'être attaqué, les critères doivent donc être limités quant à leurs restrictions. En effet, le marché des GO est un marché européen unifié.

Sur l'approvisionnement :

- L'approvisionnement direct depuis une unité de production locale.

→ en critère : oui. Il convient cependant de définir précisément ce qui sera considéré comme une unité de production locale, comment on prouve cela, comment on l'évalue. Ceci est extrêmement difficile à faire et à contrôler, sur les flux physiques de production/consommation, car il est difficile de garantir un équilibre sur des outils de production intermittents ou non pilotables. Le critère facilement vérifiable et faisable par un fournisseur est la fourniture de GO. Ce critère risque fortement de ne pas recevoir de réponse à l'appel d'offre, ou à un coût éliminatoire.

→ en conditions/spécifications : trop discriminatoire ou alors définir le niveau local assez largement

- Pas d'ARENH dans l'approvisionnement de l'offre de fourniture : possible comme spécification technique et/ou critère d'attribution. Tous les producteurs peuvent prouver que le bouquet de la personne

Les critères d'approvisionnement en énergie ou en GO « locales » sont jugés contraires aux principes communautaires et constitutionnels de liberté d'accès à la commande publique et d'égalité de traitement des candidats, ils ne peuvent donc en aucun cas être généralisés à l'ensemble du marché et doivent être limités à une faible portion, permettant une réelle mise en concurrence et ne pas être discriminants.

La méthode des petits lots, décrite en 3.2.2, permet d'éviter les risques juridiques, pour une somme de lots ne représentant pas plus de 20% du montant total du marché et 40 000 € HT pour chacun de ces lots.

publique ne contient pas d'ARENH. Cependant, l'impact sera en général nul. En effet, le fournisseur dispose en réalité d'un droit ARENH à proportion de son volume de client. Il peut tout à fait se fournir en ARENH pour le montant auquel il a droit pour ses clients « vert » et associer cet ARENH aux clients d'offres classiques. Une exigence réelle serait la renonciation au droit ARENH pour le contrat en question. Le mode de preuve sera cependant compliqué à mettre en œuvre, à part pour un fournisseur qui renoncerait à tout droit ARENH, par l'absence de signature de convention ARENH. De plus, le fournisseur peut tout à fait acheter de l'énergie sur les marchés sans étiquette ARENH, qui se trouvera être nucléaire ou issue du charbon malgré tout. L'impact réel de l'absence de fourniture ARENH est en fait la renonciation à une rente ou subvention fournie par EDF pour se fournir à bas coût en énergie nucléaire.

→ en critère : oui

→ en conditions/spécifications : oui

Investir dans de nouvelles installations de production EnR :

Cela semble être un cas limite juridiquement, même s'il existe parfois. En effet, ce critère ne semble pas vraiment en lien direct avec l'objet du marché. Il conviendra par ailleurs de bien rédiger la manière dont on contrôle le respect de cette exigence si elle est ajoutée, dans les conditions d'exécution.

Il a cependant déjà été observé des clauses d'exécution du marché imposant qu'une partie des recettes de commercialisation de l'énergie vendue à la collectivité soit réinvestie dans le soutien aux filières EnR. Là encore, cette pratique semble juridiquement risquée dans la mesure où le lien avec l'objet du marché peut être contesté.

Sensibilisation des agents et des citoyens à la maîtrise de la consommation en énergie :

→ en critère : oui, si la rédaction des conditions d'exécution est ouverte sur la proposition de services associés de maîtrise de l'énergie.

→ en conditions/spécifications : oui

Exemple de rédaction du cahier des charges pour le cas de la maîtrise de la consommation :

« Le titulaire accompagne tout au long du marché le pouvoir adjudicateur dans ses efforts de maîtrise des dépenses et consommations énergétiques. »

Les conditions spécifiques peuvent aussi aller au-delà en demandant la fourniture d'indicateurs.

Investissement citoyen :

AURAE indique qu'une clause d'exécution du marché qui exigerait une participation citoyenne minimum serait légale dès lors qu'elle ne s'appliquerait qu'aux installations concernées par le marché et qu'elle serait suffisamment claire quant à la nature et la hauteur de la participation exigée. La limite reste la traçabilité et le mode de preuve. Il risque d'y avoir peu de réponse à un tel appel d'offre. A limiter à un petit lot.

3.2.6. Acheter de l'énergie verte tracée et plus durable ?

La seule traçabilité de l'énergie ne satisfait plus, à juste raison les collectivités qui souhaitent que leurs achats aient d'autres caractères durables, comme par exemple l'impact positif sur le développement des filières EnR que le système des GO n'est pas nécessairement à même d'assurer. Ainsi, comme indiqué plus haut, certains pays européens ont développé des labels « énergie verte » suivant une liste de critères variables (augmentation de l'investissement à long terme dans les sources durables de production, participation citoyenne, protection de la biodiversité, etc.)⁶⁹.

⁶⁹ Voir l'exemple du label européen EKOénergie

La situation de la labellisation a peu évolué ces dernières années en France. Cependant, l'émergence d'un label fort et largement partagé pourrait faciliter la montée en puissance de critères d'additionnalité et de ce fait augmenter l'impact du consommateur sur la transition énergétique. Un travail a été lancé à l'été 2019 par l'ADEME, auquel a participé AMORCE, afin de faire ressortir les critères minimaux qui pourraient faire émerger un label largement partagé, permettant, à la fois :

- D'éclaircir le domaine de la fourniture d'électricité verte en France, dans le but de mieux comparer les offres existantes (gagner en lisibilité, comprendre l'impact de son achat et comparer plus facilement les offres ;
- De challenger la profession et l'y faire adhérer largement. Les standards de bases pourraient évoluer à la hausse avec le temps ;
- De permettre à la collectivité de contracter facilement une offre verte, dont les critères objectifs et partagés peuvent répondre directement à des critères techniques de cahier des charges d'achat de fluide pour la collectivité.

Dans l'achat public, la référence à un label doit toujours être suivie de la mention « ou équivalent ». Encore une fois, il s'agit de ne pas discriminer les candidats qui pourraient prouver qu'ils respectent des exigences d'une autre manière

AMORCE rappelle que le temps et l'énergie dépensés dans le cadre de cette contractualisation a un coût pour la collectivité. En l'état actuel des choses, la France a fait le choix de soutenir la transition énergétique par la production (via des tarifs d'achat ou des compléments de rémunération) et non par la demande. Cette part du soutien reste donc encore très marginale. Les citoyens et les collectivités financent déjà la transition énergétique par leurs achats d'énergie. En effet, le carburant et donc la TICPE, alimentent le compte d'affectation spéciale « transition énergétique », tandis que l'électricité et le gaz naturel, par la CSPE et la TICGN alimentent le budget de l'État, dans des proportions largement supérieures à la valeur globale du portefeuille de GO en France. Il est avant toute chose important d'agir sur la consommation globale d'énergie, pour agir sur la transition énergétique, ce en quoi le suivi de consommation est une tâche très importante.

Enfin, on peut aussi se demander selon les cas, si le temps et l'argent dépensés dans le cadre des achats d'énergie verte, parfois complexes ne pourraient pas être mis en œuvre pour favoriser le développement des EnR via le financement direct d'une installation, ou les économies d'énergie par la rénovation. La passation de marchés de fourniture verte est cependant une porte d'entrée vers la recherche du développement de la filière EnR

Transfert de GO de l'État à la collectivité

La loi Énergie Climat de 2019, indique, à la fois pour le gaz et l'électricité, que : « A la demande de la commune sur laquelle est implantée une installation [de production d'électricité ou de gaz renouvelable, soutenue par l'État], le ministre chargé de l'énergie, peut transférer à titre gratuit tout ou partie des garanties d'origine de ladite installation à ladite commune ou son fournisseur, en vue de leur utilisation immédiate. Les garanties d'origine ainsi transférées ne peuvent être vendues ».

Ceci indique qu'une collectivité pourra maintenant facilement tracer sa consommation d'énergie renouvelable, avec des installations locales. Cependant, en l'absence de toute rémunération du producteur et/ou du Compte d'affectation spéciale Transition Énergétique (compte bénéficiaire de la vente aux enchères des GO de l'État, qui finance de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable), cette mesure semble être du pur affichage et ne permettra pas de favoriser la transition énergétique.

Cette mesure est cependant trop récente pour avoir des retours d'utilisation de la part de collectivités.

4. Résultats de l'observatoire des offres de marché 2018

Cette section vise à présenter et analyser les résultats de l'observatoire des offres de marché réalisé pour la seconde fois par AMORCE, en 2018. Nous nous focalisons ici sur les parties 3.4 Électricité verte et 4.4 Biométhane. Par ailleurs, cet observatoire, bâti sur une double enquête concernant les achats d'électricité et de gaz naturel, fait l'objet d'une publication AMORCE dédiée :

ENE33 - Observatoire des offres de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics (électricité et gaz naturel)

4.1. Pour l'électricité renouvelable

Les informations renseignées pour cette enquête englobent 87 marchés subséquents et un volume total d'environ 11 TWh.

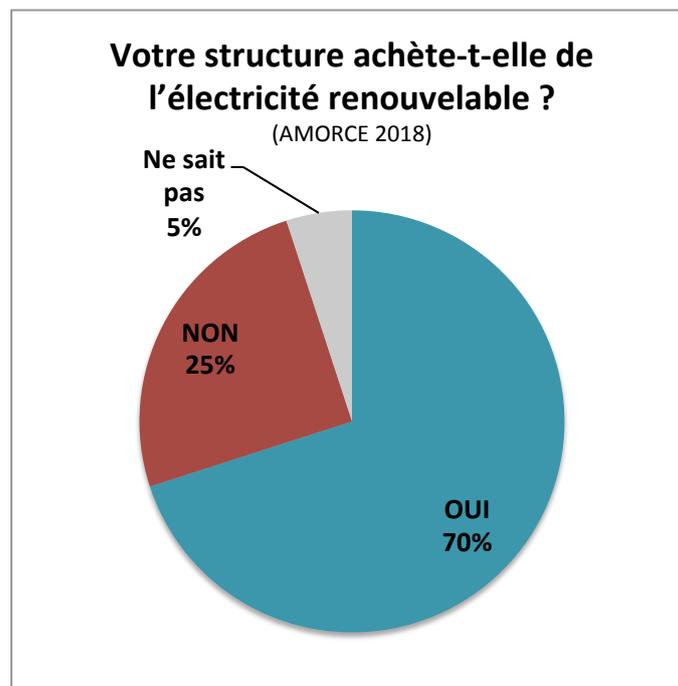


Figure 30 : Proportion des collectivités achetant une part d'électricité verte

Selon les réponses du panel précité, 70% des collectivités ont intégré une partie renouvelable dans leurs contrats. Cette proportion est légèrement supérieure au résultat obtenu en 2016 (67%).

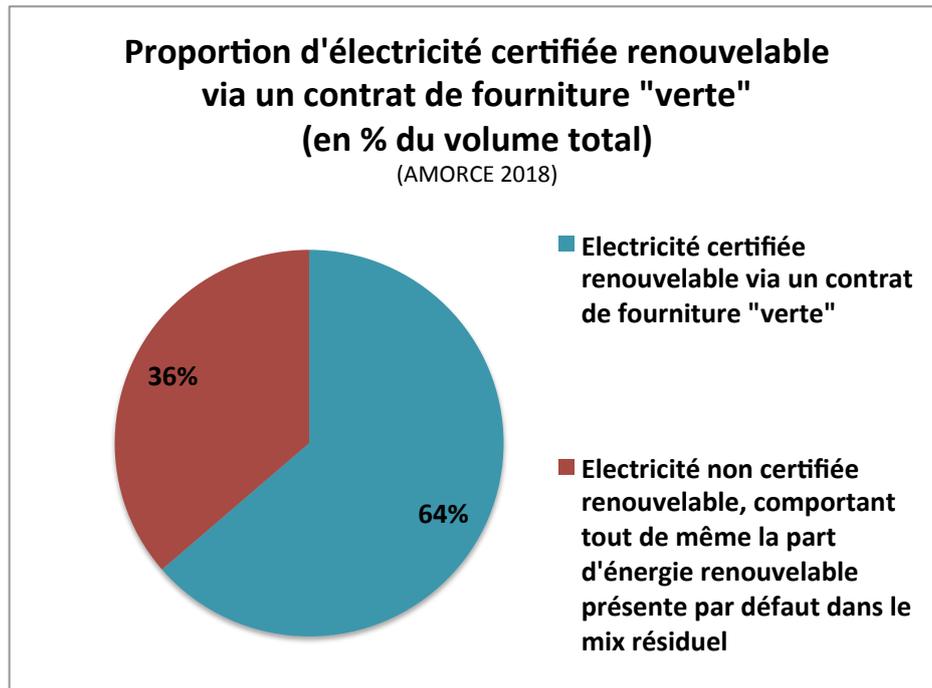


Figure 31 : Proportion d'électricité certifiée renouvelable via un contrat de fourniture "verte"

En revanche, en s'intéressant au volume d'électricité certifiée comme renouvelable, on note une très nette progression des quantités d'électricité renouvelable demandées. 64% du volume total de l'échantillon a en effet fait l'objet d'une traçabilité, contre 24% en 2016... soit pratiquement un facteur 3 en 2 années. Dans la majorité des cas, les garanties d'origine seules ont permis la certification des offres vertes.

A noter que la part bleue de la Figure 31 correspond uniquement à la part de l'électricité ayant fait l'objet d'une traçabilité par les GO. La part rouge comprend également une part d'électricité renouvelable présente sur le réseau électrique français, mais n'ayant pas fait l'objet d'une traçabilité par les GO (il s'agit du « mix résiduel »).

Au niveau de chaque marché, des taux d'électricité verte variables sont demandés, en principe compris entre 25% et 100%. Les coordonnateurs des groupements laissent le plus souvent cette possibilité ouverte pour chacun de leurs membres (par ex : 50% d'ENR ou 100% d'ENR).

Dans la majorité des cas, les garanties d'origine seules ont permis la certification des offres vertes. Cependant, des critères additionnels ont été ajoutés dans certains cas :

Tableau 2 : demande ou non d'additionnalités environnementales dans les offres « vertes »

Additionnalité demandée	Pourcentage d'acheteurs correspondant
OUI	16%
NON	63%
Ne sait pas	21%

En effet, parmi les acheteurs se fournissant en électricité renouvelable, 16% ont choisi d'aller plus loin que la traçabilité par les GO, en demandant d'autres critères additionnels pour celle-ci (cela correspond à une dizaine d'acheteurs pour l'échantillon). En général, le choix de l'additionnalité environnementale porte sur un lot emblématique de volume réduit, intitulé à « haute valeur environnementale ». Par exemple : sélectionner

plusieurs bâtiments emblématiques, pour lesquels l'acheteur est prêt à payer un surcoût en contrepartie des additionnalités demandées.

Exemples d'additionnalités mentionnées dans l'enquête :

- Ré-investissement des recettes perçues par le fournisseur dans de nouvelles installations de production ENR ;
- Achat en direct de l'énergie auprès des producteurs d'énergie renouvelable ;
- Engagements du fournisseur en faveur du développement durable ;
- Etc.

Le surcoût lié aux additionnalités environnementales peut être très variable selon la nature des demandes. Pour les marchés de l'échantillon, il est par exemple compris entre +10 et +40% (en €HTT/MWh).

Une partie de l'enquête a porté sur les caractéristiques des GO, soit leur provenance et leur prix.

Provenance des garanties d'origine

Comme présenté en partie 2, les GO associées aux contrats de fourniture peuvent provenir d'installations françaises ou européennes.

Au niveau de l'échantillon collecté, une forte proportion des GO provient de France. Cela s'explique notamment par le fait que la France dispose d'un important parc de production hydroélectrique générateur de GO, ce qui ne nécessite pas forcément de s'approvisionner dans les autres pays européens.

Il est particulièrement intéressant de noter que la moitié des sondés ne connaît pas la provenance des GO associées à leurs contrats. Ceci montre bien que le fonctionnement des offres vertes et la traçabilité par GO n'est pas forcément bien compris, ni facile à suivre (les GO d'une offre peuvent être très nombreuses et de provenance variée et il est fastidieux de suivre en continu leur provenance pour une collectivité). Comme indiqué précédemment, il est possible de demander au fournisseur un reporting de ses GO via un tableur, pour une meilleure appropriation (les GO sont en effet des documents transférés unitairement (au MWh) au format PDF, ce qui n'en facilite pas le dépouillement).

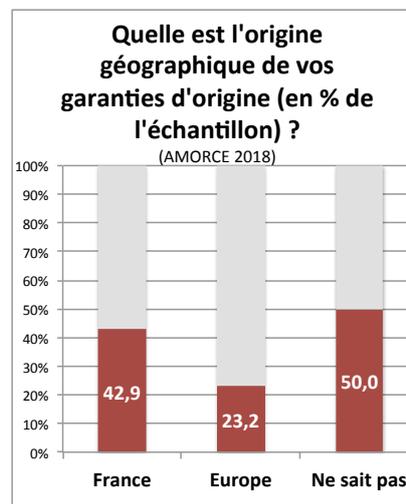


Figure 32 : Provenance des GO de l'échantillon

Coût des garanties d'origine

Les répondants ont eu la possibilité de renseigner le coût des GO achetées. Il est important de noter que le marché d'échange des garanties d'origine s'effectue de gré à gré, et que le coût des transactions n'est pas rendu public, sauf dans le cadre des enchères des GO de l'Etat organisées par Powernext, depuis septembre 2019. Il n'existe ainsi aucun indice relatif au cours des garanties d'origine.

D'après les informations collectées dans cette enquête, le prix des GO varie de quelques centimes à quelques euros du MWh. En moyenne, les GO de l'échantillon sont vendues à 50 c€/HT/MWh. Toutefois, la médiane se situe proche de 25 c€/HT/MWh. En comparaison avec le prix TTC de l'électricité sur la facture, ce surcoût représente moins de 1% du total du prix de l'électricité.

De plus, connaître les motivations des acheteurs pour l'achat d'électricité renouvelable permet de comprendre la perception des différents dispositifs par ces derniers.

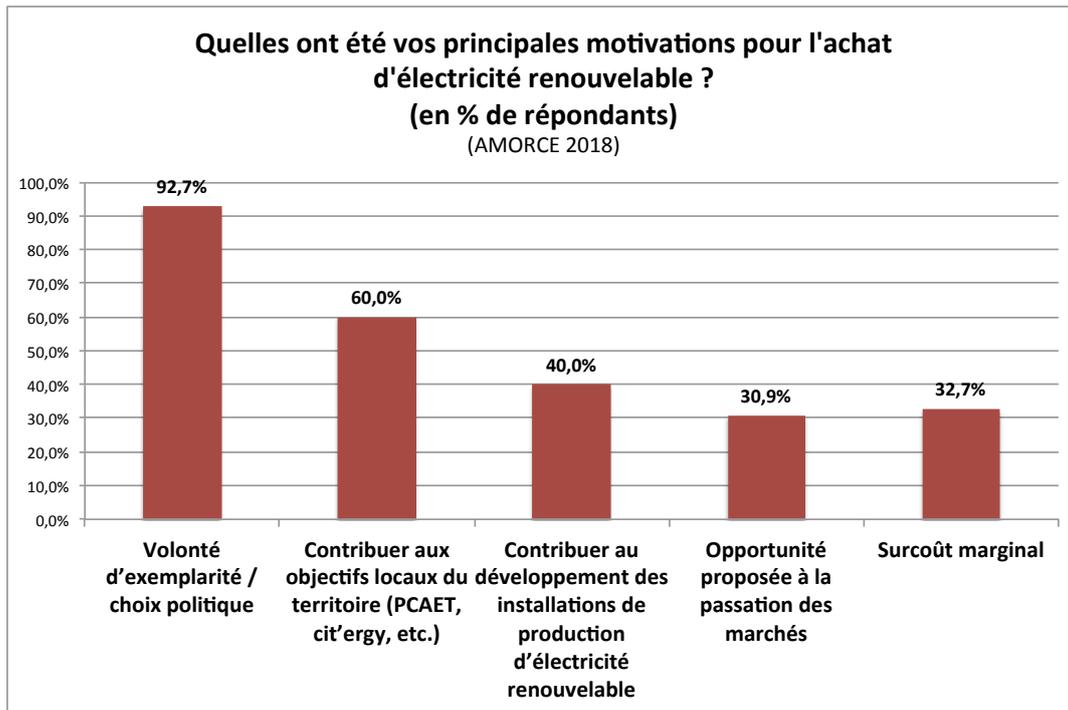


Figure 33 : Motivations pour l'achat d'électricité renouvelable

Pour 93% des acheteurs, c'est la volonté d'exemplarité ou le choix politique qui ressort comme motivation première d'acheter de l'électricité renouvelable. Le mécanisme des garanties d'origine permet en effet, contractuellement, de certifier une consommation d'énergie comme renouvelable. Il est ainsi intéressant de noter que le dispositif des GO est avant tout utilisé dans un but d'affichage vis-à-vis des consommations des acheteurs publics.

Dans près des deux tiers des cas, l'achat d'énergie renouvelable permet de participer aux objectifs de la collectivité en matière de consommation d'énergie renouvelable.

Soulignons également le fait que 40% des acheteurs d'électricité « verte » ont fait ce choix afin de « contribuer au développement des installations de production d'électricité renouvelable ». Dans le contexte actuel, il est utile de rappeler que (hormis pour les demandes d'additionnalités environnementales) les GO ne permettent pas (ou très peu) de développer de nouveaux moyens de production d'électricité renouvelable : d'une part par leur faible coût qui génère un signal prix plus que modeste pour les producteurs, d'autre part, car le bénéfice de leur vente revient aujourd'hui essentiellement aux installations EnR déjà amorties (GO issues à plus de 90% d'hydroélectricité historique en France). Ceci est légèrement contrebalancé par la récente mise aux enchères des GO de l'Etat, dont les recettes sont fléchées vers le CAS TE⁷⁰. Rappelons également le fait que tous les consommateurs d'électricité paient la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), s'élevant à 22,5 €/MWh en 2018, dont les recettes pour l'État ont été historiquement fléchées, entre autres, vers les dispositifs de soutien à l'électricité renouvelable⁷¹.

⁷⁰ Compte d'affectation spécial transition énergétique

⁷¹ Le mécanisme n'est plus aussi direct. Avant 2016, la CSPE était une contribution extra-budgétaire équilibrée via un compte séparé de l'État. Ses recettes étaient donc directement affectées aux soutiens nationaux à l'énergie renouvelable et à la cogénération, à la péréquation

Enfin, pour 1/3 des sondés, le faible coût des GO est l'un des facteurs ayant motivé le choix d'intégrer une part d'électricité renouvelable dans les marchés.

Au-delà des choix déjà réalisés, il apparaît utile de comprendre quelles sont les perspectives envisagées par les acheteurs vis-à-vis de leurs prochains marchés. Tous les répondants (achetant ou non de l'électricité renouvelable) ont pu répondre à cette question.

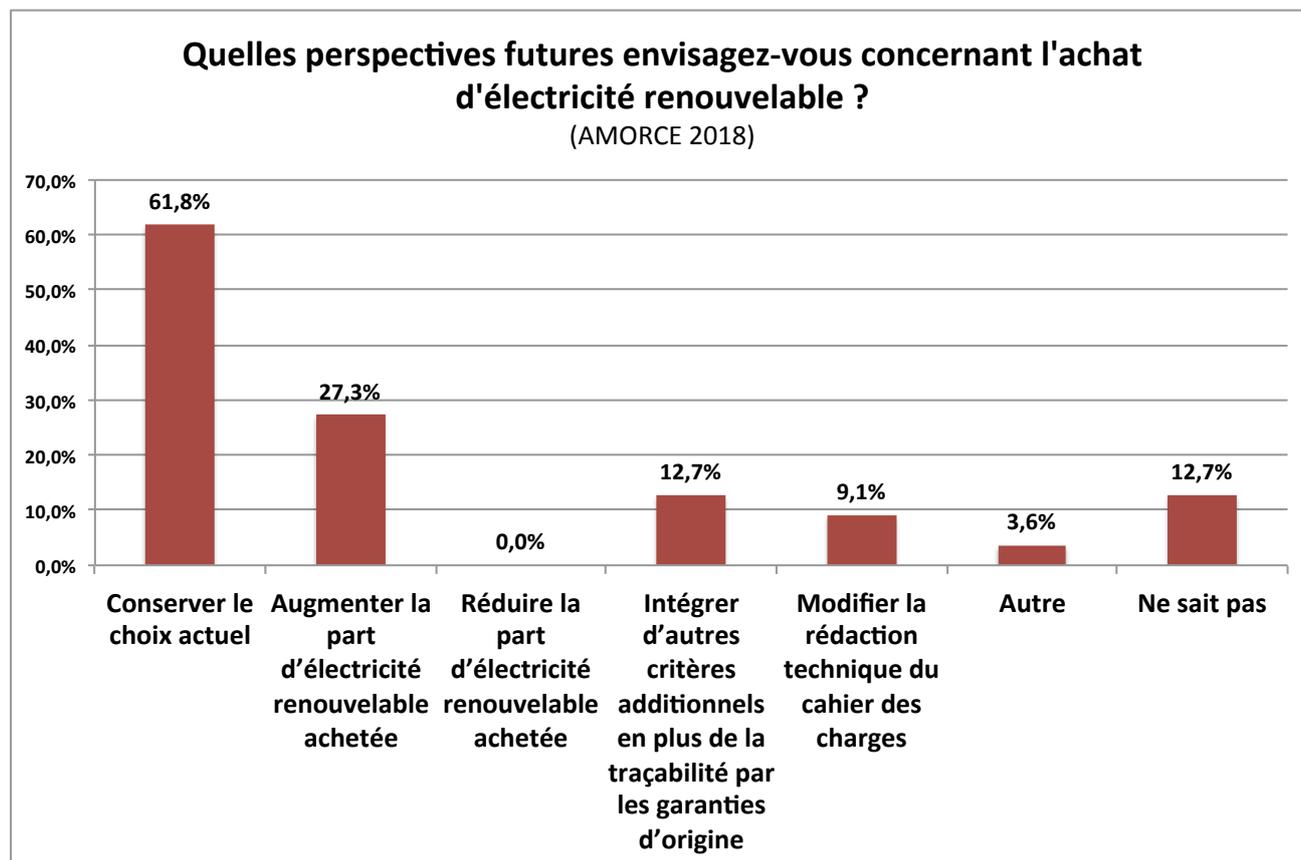


Figure 34: Perspectives vis-à-vis des achats d'électricité renouvelable

En matière d'achats d'électricité renouvelable, plus de la moitié des sondés souhaitent conserver leurs choix actuels pour les prochains marchés.

Un quart des répondants souhaitent augmenter la part d'électricité d'origine renouvelable de leur fourniture. Il est donc probable que le volume total acheté et certifié renouvelable continue de croître dans les prochaines années, sous réserve que le coût de la garantie d'origine reste stable. Par ailleurs, une volonté notable d'aller au-delà de la simple traçabilité par les GO se dégage de l'échantillon (13% des répondants). Cette réponse est positive, puisqu'elle montre que les collectivités mettent du sens sur l'impact de leur achat et montrent une volonté d'agir plus intensément sur la transition énergétique.

4.2. Pour le biométhane (gaz renouvelable)

Sur les 56 marchés recueillis lors de notre enquête, seules trois collectivités se sont fournies en Biométhane pour une part de leur contrat. Cette frilosité pour le biométhane provient de plusieurs points :

- Le marché du biométhane est encore jeune et ne propose à ce jour que de faibles quantités d'énergies (environ 0,2% du mix à la date de l'enquête à l'été 2018, un peu plus de 1%

tarifaire avec les zones insulaires, et aux prestations sociales. Depuis 2016, les recettes de la CSPE abondent directement le budget général de l'État, et ne sont pas affectées budgétairement au nouveau « Compte d'affectation spécial Transition énergétique ».

aujourd'hui. Même si la demande est plus faible que dans le domaine de l'électricité, la production n'est pas encore en mesure de couvrir une part conséquente de la consommation ;

- Le MWh de gaz « vert » est de ce fait encore relativement coûteux : il faut compter un surcoût entre 10 et 20 €/MWh pour une offre 100% renouvelable, via des garanties d'origine ;
- Les fournisseurs de gaz étaient incités financièrement à valoriser leurs biométhane sous forme de bio-GNV (usage pour la mobilité propre)⁷².

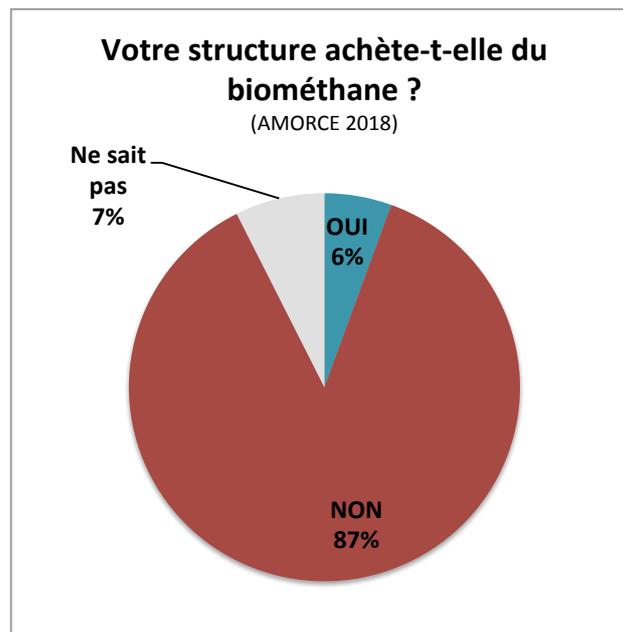


Figure 35 : Votre structure achète-elle du biométhane ?

Pour l'heure, seuls 6% des acheteurs de l'échantillon ont intégré une part de biométhane dans leurs marchés de fourniture. Ce chiffre est en légère augmentation par rapport au premier observatoire réalisé par AMORCE. Il est toutefois intéressant de noter que certains acheteurs ont intégré cette possibilité dans leur marché sans que celle-ci n'ait ensuite été activée.

Le volume de biométhane acheté via un contrat de fourniture « verte » correspond seulement à 0,13% du volume total collecté, soit une très faible proportion. Les quantités de biométhane demandées restent ainsi symboliques et restreintes à de faibles pourcentages.

Comme pour l'électricité, il est utile de rappeler que c'est l'ensemble des consommateurs qui financent le développement du biométhane en France, via la fiscalité appliquée sur la consommation finale d'énergie (TICPE pour les produits pétroliers et TICG pour le charbon). Ces recettes fiscales abondent les caisses de l'État, qui subventionne ensuite les moyens de production de biométhane (dont le coût de production est encore bien supérieur aux cours des marchés de gros).

Il a aussi été demandé si l'achat de biométhane était uniquement assuré par le mécanisme des GO (=traçabilité seule), ou si d'autres critères additionnels avaient été demandés par les quelques acheteurs concernés.

Un répondant a intégré dans son marché l'ajout d'un critère basé sur le taux de culture principale à vocation énergétique ou alimentaire approvisionnant l'unité de méthanisation (15% maximum des intrants). Ce taux correspond à la réglementation française, et permet concrètement d'éviter des offres de biométhane issues de

⁷² Voir partie 2.3. Jusqu'à fin 2019, pour un usage Bio-GNV, pas besoin de reverser 75% de la valeur de la GO au CAS TE. Cependant, le Biogaz utilisé sous forme de chaleur est pour le moment exonéré de TICGN, ce qui a un effet favorable pour la valorisation des GO biogaz. En revanche, la TICPE qui affecte le Bio-GNV en lieu et place de la TICGN est nettement plus basse (environ 4,38€/MWh PCS contre 8,45€/MWh PCS)

GO européennes. Les normes de production de biométhane varient en effet selon les pays de l'Union Européenne.

Une partie de l'enquête a porté sur les caractéristiques des GO : provenance et prix. Malgré l'échantillon très restreint collecté, les éléments présentés ci-dessous permettent d'avoir une première image de ces caractéristiques.

Provenance des garanties d'origine

Les GO associées aux contrats de fourniture peuvent provenir d'installations françaises ou européennes. Contrairement à l'électricité, il n'existe toutefois pas de registre de GO unifié à l'échelle de l'UE. Au niveau de l'échantillon, les garanties d'origine utilisées étaient exclusivement françaises.

Notons par ailleurs que depuis le 1^{er} janvier 2017, les GO françaises à usage combustible étaient exonérées de TICGN (décret n°2018-210). La TICGN représentaient 8,45 €HT/MWh sur la facture en 2018. Les GO étrangères ne conduisent pas à une exonération de TICGN, cependant, des offres biogaz existent, adossées à des GO étrangères (en provenance d'Ecosse notamment). La loi Énergie Climat de 2019 et la loi de finances 2020, entraînent cependant des modifications importantes dans le système fiscal du Biogaz. En effet, elles entraînent une uniformisation et une ouverture à un marché européen de la GO Biogaz, l'État supprime aussi l'exonération de TICGN, pour ne pas avoir à soutenir la production de Biogaz extraterritoriale.

Coût des garanties d'origine

Les GO biométhane restent particulièrement onéreuses au regard du prix du gaz, du fait d'une offre peu abondante (attention : la réglementation évoluant fortement, il est difficile d'estimer l'évolution à venir de ce coût). Un autre phénomène jouait aussi sur les prix jusqu'à aujourd'hui ; l'exonération de TICGN, pour un usage chaleur, renforçait l'attrait financier de GO méthane françaises. Cependant, pour un usage thermique, 75% de la transaction sur les GO devait être reversée au fond de compensation géré par la caisse des dépôts, ce qui pouvait aussi avoir un effet à la hausse sur les prix. Pour les GO biométhane françaises, il faut environ compter entre 10 et 20 €HT/MWh (auxquels s'appliquait l'exonération de TICGN). Pour plus de précision sur l'évolution à venir de la réglementation, se référer à la partie 2.3.

Au-delà des choix déjà réalisés, il apparaît utile de comprendre quelles sont les perspectives envisagées par les acheteurs dans leurs prochains marchés. Tous les répondants (achetant ou non du biométhane) ont répondu à cette question.

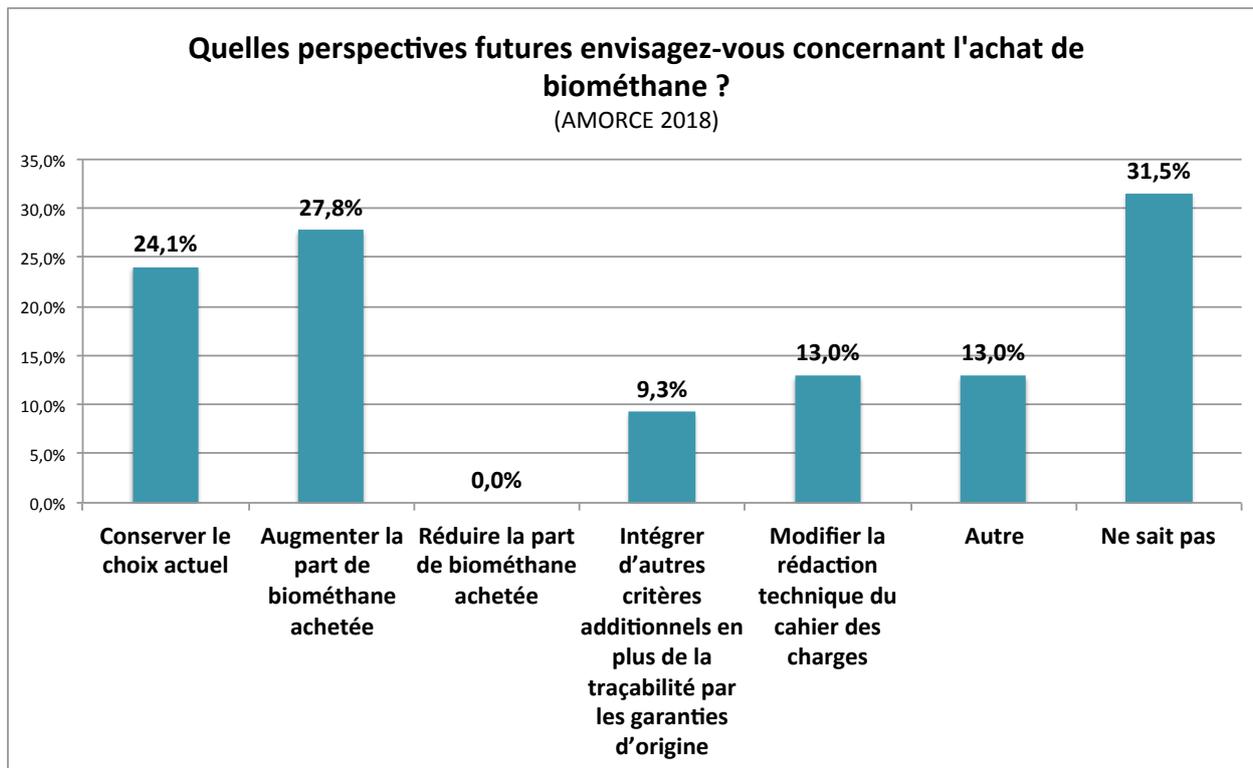


Figure 36: Perspectives envisagées vis-à-vis de l'achat de biométhane

Il est surtout intéressant de noter que plus d'un quart des répondants souhaitent augmenter la part de biométhane de leur fourniture de gaz naturel. Cet intérêt croissant peut provenir de deux aspects :

- D'une part l'application de l'exonération de TICGN au moment de l'enquête, qui conduisait à l'époque de l'enquête, à une forte baisse du coût des offres de gaz « vert » sur la facture ;
- D'autre part, l'augmentation quasi-exponentielle des quantités injectées chaque année, qui rendent d'autant plus possible la fourniture d'un grand nombre de demandeurs ;
- Enfin, la comptabilisation des GO Biogaz entre en compte dans la part EnR d'un réseau de chaleur et peut permettre de passer le seuil des 50% EnR permettant d'accéder à la TVA réduite à 5,5% pour ces réseaux.

Par ailleurs, une volonté notable d'aller au-delà de la simple traçabilité par les GO se dégage également de l'échantillon (10% des répondants).

5. Fiches de retours d'expérience de collectivités

Groupement de commande de Bourg-en-Bresse Agglomération

Énergie : Gaz naturel

« Le biogaz permet de produire une chaleur écologique et économique. Intégrer du biogaz pour le chauffage des bâtiments de la communauté d'agglomération était novateur, synonyme de progrès et de réussite en termes de développement durable. C'est important socialement mais aussi pour l'image du territoire. »

Claudie SAINT-ANDRÉ,

Vice-présidente de Bourg-en-Bresse Agglomération

Type d'acheteur : Groupement de commande coordonné par la Ville de Bourg-en-Bresse

Début du marché : Février 2015

Quantité d'énergie achetée : 12,5 GWh/an

Pourcentage certifié renouvelable : 3%

Intégration dans la consultation : Proposition d'une variante de la part des fournisseurs. Deux offres distinctes au choix :

- 1 fourniture de base fossile
OU
- une part de biométhane comprise entre 1 et 3% (autant que possible)

Surcoût engendré : environ 1%

Commentaires : La traçabilité de l'énergie renouvelable est assurée par le dispositif des garanties d'origine (GO).

Le surcoût engendré (+1%) a largement été compensé par la mise en concurrence liée à l'ouverture du marché (-24%).

Trajectoires communes : Ville de Besançon - Grand Besançon Métropole

Énergie : Électricité et Électricité Verte

« 2020 était le futur, aujourd'hui c'est déjà le passé : objectifs 2030 »

Anne VIGNOT

Adjointe à la Transition Énergétique et au Développement Durable

Type d'acheteur :

Groupement de commandes Grand Besançon coordonné par la Ville de Besançon (28 membres dont 17 communes).

Début et durée du marché :

Janvier 2020 ; 2020-2022

Quantité d'énergie achetée :

31 GWh/an mis en concurrence sous groupement de commandes sur le territoire du Grand Besançon, et 1 GWh/an en marché « exemplaire » uniquement sur le secteur scolaire de la Ville de Besançon.

Le groupement place, via le dispositif des Garanties d'Origine, les Segments du GRD C2 et C3 au taux d'EnR intégrées de 40% et le Segment C4 à 100%. Quant au marché de l'électricité ciblé sur le secteur scolaire, représentant une part des C4 du périmètre, c'est une contractualisation de type solidaire et coopérative à 100% d'électricité dite Verte qui a été réalisée.

Pourcentage certifié renouvelable (la trajectoire) :

Le taux global de couverture en électricité d'origine renouvelable (EnR) passe ainsi de 54,5% à 57,5%.

Intégration dans la consultation :

Montage : Proposition lors du recensement des besoins de 3 variantes, 32% (objectif 2030), 40% et 100% d'EnR (pour l'exemplarité) au choix pour les membres adhérents du groupement.

Surcoût engendré :

Concernant le groupement, le surcoût est de 0,57% par rapport à une offre équivalente mais classique pour le niveau 40%, et de 1,43% pour le niveau 100%. Le prix est fixé par la méthode dite multi-clics (ou tops), où la moyenne pondérée pour 2020 est restée inférieure au seuil des 50€/MWh.

Pour ce qui est du marché d'électricité 100% verte, le surcoût moyen de la fourniture est d'environ 13% (hors TURPE + Taxes) par rapport à une offre équivalente mais classique et sans EnR.

Commentaires :

La traçabilité de l'énergie renouvelable est assurée par le dispositif des Garanties d'Origine (GO).

Lors du recensement des besoins, les règles établies par le Coordonnateur prouvent une tendance nette des choix des membres vers les taux ambitieux d'exemplarité, soient 40% et 100% d'EnR.

Le passage en offre groupée a permis d'obtenir « la gratuité » des services associés à la fourniture et de lisser l'impact de la valeur facturée des CEE. Le Coordonnateur fait et propose ainsi des optimisations de consommation / tarifaires en continu permettant de couvrir très largement les surcoûts.

Les critères d'additionalité du marché du secteur scolaire bisontin sont construits de telle sorte à accéder à une fourniture (quasi) directe auprès des producteurs d'EnR. Ce type de contrat garanti l'absence d'approvisionnements ARENH (de par la non signature de la convention ARENH).

Groupement de commandes gaz et efficacité énergétique du Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (Sigeif)

Énergie : gaz naturel

Type d'acheteur :

Groupement de commandes coordonné par le Sigeif (480 membres).

Début et durée du marché :

2016-2019

Quantité d'énergie achetée :

1800 MWh/an

Pourcentage certifié renouvelable :

100 % de gaz vert acheté sur des sites sélectionnés.

Intégration dans la consultation :

Eu égard aux conditions limitées d'accès au système de garantie d'origine du biométhane, à l'époque du lancement de cette consultation en 2016, le choix a été opéré de ne pas évoquer cette problématique « gaz vert » dans les documents initiaux du marché.

Ainsi, l'objet de l'ensemble des lots portait sur une fourniture de gaz naturel « classique » et la fourniture de « gaz vert » ne faisait partie ni des critères de sélection des offres ni des conditions d'exécution du marché.

Il s'agissait d'éviter, d'une part, de limiter la concurrence (un nombre restreint de fournisseurs actifs sur le segment de acheteurs publics disposent de garanties d'origine) et, d'autre part, de dégrader le prix de la fourniture étant entendu que le recensement préalable des besoins des membres du groupement de commandes n'avait pas fait émerger une appétence significative pour l'achat de « gaz vert ».

Pour autant, cette problématique ne pouvait pas être totalement absente du cahier des charges.

Aussi a-t-il été décidé de la traiter sous la forme de clause de réexamen, qui compte parmi les innovations marquantes du droit de la commande publique depuis le décret de 2016. Ce dispositif permet en effet de modifier le contrat en cours d'exécution lorsque, quel que soit leur montant, ces modifications ont été prévues dans les documents du contrat initial. L'acheteur doit rédiger cette clause de réexamen de manière suffisamment précise et claire et, à cet égard, prévoir le champ d'application et la nature des modifications envisagées ainsi que les modalités de leur mise en œuvre.

En l'occurrence, le contrat précisait que, en cours d'exécution du marché, le fournisseur pouvait proposer aux membres du groupement de commandes, pour tout ou partie de leurs sites, une part de biométhane se substituant à la fourniture de gaz naturel initialement prévue au marché. Un avenant était exigé pour fixer, en accord avec le membre, les modifications de prix attachées à cette part de biométhane ainsi que les modalités de certification de son origine.

Surcoût engendré :

12€HT/MWh

Commentaires :

Cette clause de réexamen a été activée au profit d'un membre du groupement de commandes (un département) pour trois de ses sites.

CONCLUSION

Le système de garanties d'origine, bientôt uniformisé pour l'électricité et le gaz naturel, permet d'apporter un cadre clair et commun au marché européen. Cependant, ce cadre n'est pas réellement adapté aux acheteurs publics. En effet, il reste difficile de bien comprendre et faire le tri entre les différentes offres proposées par les fournisseurs⁷³. De plus, le cadre légal de la commande publique ne permet pas aisément de mettre en avant des critères d'additionnalité écologique pour les collectivités. Il leur est aussi compliqué d'évaluer l'impact de leurs achats sur le développement des EnR. Dans ce contexte, la contribution des collectivités à la transition énergétique par leurs achats d'énergies vertes reste encore limitée.

Globalement, AMORCE considère que l'énergie verte ne doit pas coûter cher parce qu'elle est verte, mais parce qu'elle doit apporter des services et garanties supplémentaires utiles, par rapport à une offre standard. Les critères de garanties doivent, si possible, avoir un impact sur le système énergétique et ne doivent pas apporter trop de complexité à un système qui l'est déjà. En effet, ceci pourrait avoir un coût financier important, sans accélérer pour autant la transition. Il faut donc faire attention aux fausses bonnes idées, qui peuvent être des arguments marketing différenciant, sans pour autant être réellement positifs, ni avoir un impact mesurable.

Dans ces conditions, l'émergence d'un label fort et répandu de la fourniture verte, tel que celui que construit l'ADEME avec les fournisseurs et pour lequel AMORCE participe, pourrait jeter les bases d'un éclaircissement de la situation. Il permettrait aussi aux collectivités de s'appuyer sur un cadre plus clair pour la mise en concurrence de leurs marchés, à la fois, pour mieux comprendre l'offre accessible et pour participer plus activement à la transition énergétique de la France. Le travail des acheteurs publics pourrait, en être facilité et avoir un impact réellement mesurable sur la transition énergétique, par l'application large de bonnes pratiques.

De plus, l'émergence de solutions techniques et juridiques devrait permettre à l'avenir de s'appuyer sur de nouveaux outils pour mêler consommation d'énergie et transition énergétique, via l'autoconsommation individuelle et collective, les achats groupés réunissant collectivités et citoyens, etc.

Enfin, dans le domaine plus récent de l'injection de biométhane et de la consommation de biogaz, la valorisation des garanties d'origine, aujourd'hui élevée, revient aux producteurs, mais alimente aussi le compte d'affectation spécial transition énergétique. Le financement de la filière méthanisation semble donc assez tangible. Les évolutions à venir du fonctionnement de ce marché vont cependant entraîner des mutations qu'il sera important d'observer, afin de juger de l'impact de achats d'énergie des collectivités sur la transition énergétique.

AMORCE rappelle pour autant aux acteurs publics que si les énergies renouvelables doivent être développées, il ne faut pas oublier que la priorité doit être menée en faveur de l'efficacité énergétique et de la réduction des consommations d'énergie.

⁷³ Sur le seul marché de l'électricité verte, coexistent en 2019, 52 offres vertes – Source CRE

Bibliographie

- **Groupe d'échange AMORCE « Marchés de l'énergie »**, septembre 2019 :
<http://www.amorce.asso.fr/fr/energie-climat-reseaux-de-chaleur/energie/groupes-de-travail/ouverture-des-marches-de-lenergie/marches-energie-19092019/>
- **Achats et Protection du climat : recommandations pour l'achat d'électricité verte**, Rhônalpennergie-Environnement / Buy Smart +, 2012
- **Marchés de fourniture et approvisionnement en gaz : comment intégrer le développement durable ?**, Rhônalpennergie-Environnement, 2015
http://www.raee.org/fileadmin/user_upload/mediatheque/raee/Documents/Publications/2015/marche_gaz_DD_version_complete_final_oct2015.pdf
- **Guide sur l'achat public d'énergie**, Groupe d'étude des marchés du ministère de l'économie, de l'industrie et du numérique, mars 2015
http://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/daj/marches_publics/conseil_acheteurs/fiches-techniques/mise-en-oeuvre-procedure/examen-des-offres-2016.pdf
- **Panorama du gaz renouvelable en 2018**, GRDF, GRTGaz, SPEGNN, Syndicat des énergies renouvelables, TEREKA, 2018
<http://www.enr.fr/userfiles/files/Brochures%20Bio%C3%A9nergies/SER-PanoramaGazRenouvelable2018.pdf>
- **Bilan électrique 2018**, RTE, 2019
https://www.rte-france.com/sites/default/files/be_pdf_2018v3.pdf
- **Garanties d'origine et labellisation d'électricité verte en France et en Allemagne**, Office franco-allemand pour la transition énergétique, 2016
- **Les avis de l'ADEME – Les offres d'électricité verte – Décembre 2018**
https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis-de-lademe_offres_vertes_decembre2018.pdf
- **Électricité verte : un outil pertinent pour les entreprises ? – Carbone 4 – Novembre 2018**
<http://www.carbone4.com/wp-content/uploads/2018/12/Publication-Electricite-verte.pdf>
- **Le site internet d'Origo**
<https://origo-renouvelable.com/fr/>
- **Le site internet de POWERNEXT**, qui permet notamment de disposer de l'historique des garanties d'origine émises et annulées
http://www.powernext.com/#sk;tp=app;n=market;f=listMarketTable;t=layout/go;fp=system_name:go;lang=en_US;m=services
- **Regards croisés sur le biogaz en Allemagne et en France – Office franco-allemand pour la transition énergétique - Février 2019**
<https://energie-fr-de.eu>
- **Le site internet de la Commission de Régulation de l'Énergie**, et ses nombreuses délibérations :
<http://www.cre.fr>

Annexes

ANNEXE 1 : Détails des coûts facturés par Powernext dans le cadre du registre national des garanties d'origine de l'électricité - 2019

Frais annuels	Coût (en €HT/MWh)
Admission au registre	1000 €
Admission aux enchères	2000 €

Frais de transaction	Coût (en €HT/MWh)
Émissions de GO	0,01 €/MWh
Imports de GO	0,01 €/MWh
Frais d'enchère de GO	0,005 €/MWh
Exports de GO	0,005 €/MWh
Annulation de GO	0,01 €/MWh

AMORCE

18, rue Gabriel Péri – CS 20102 – 69623 Villeurbanne Cedex

Tel : 04.72.74.09.77 – Fax : 04.72.74.03.32 – Mail : amorce@amorce.asso.fr

www.amorce.asso.fr -  [@AMORCE](https://twitter.com/AMORCE)

