



Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel

Rapport 2014-2015

Novembre 2015

Sommaire

Synthèse10

Si le segment des clients résidentiels demeure encore largement dominé par les tarifs réglementés dans les deux énergies, il s'inscrit désormais dans un contexte économique et réglementaire favorable à l'ouverture des marchés.....10

La fin des tarifs réglementés de vente bouleverse les équilibres concurrentiels sur le segment des clients non résidentiels12

La CRE œuvre à la suppression des barrières à l'entrée des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD, sur lesquels tarifs réglementés et fournisseurs historiques demeurent ultra-majoritaires.....17

Afin de répondre aux nouveaux enjeux liés au basculement d'un grand nombre de sites sur le marché concurrentiel, l'activité de surveillance des marchés de détail de la CRE se structure autour du suivi des indicateurs d'ouverture du marché, de la surveillance des pratiques commerciales et de la surveillance des pratiques des prix.....17

Présentation générale20

1. Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail20

2. Méthodologie de la surveillance des marchés de détail20

3. Étapes de l'ouverture du marché de l'électricité24

4. Étapes de l'ouverture du marché du gaz naturel26

SECTION 1 – État des lieux au 31 décembre 201428

1. Le marché de détail de l'électricité29

1.1. Une hausse du nombre des acteurs de marché29

1.2. Bilan de l'ouverture du marché de l'électricité au 31 décembre 201431

1.2.1. Le marché de l'électricité reste toujours dominé par les tarifs réglementés de vente31

1.2.2. Bien que toujours largement minoritaires, les sites en offre de marché connaissent une hausse significative sur le segment résidentiel, et plus modeste sur le segment non résidentiel.....33

1.2.3. L'option heure pleine / heure creuse (HP/HC) représente les deux tiers des volumes d'électricité livrés à la clientèle résidentielle d'EDF34

1.2.4. Répartition des offres de marché : seuls deux fournisseurs se partagent le secteur résidentiel, pour les grands clients industriels le fournisseur historique reste majoritaire35

1.2.5. Répartition des offres de marché : seuls deux fournisseurs se partagent le segment résidentiel, pour les grands clients industriels le fournisseur historique reste majoritaire	36
1.2.6. La consommation des sites industriels « transport » est en baisse par rapport à 2012	38
1.2.7. Sur le territoire des ELD, la concurrence est quasiment inexistante pour les clients résidentiels et très faible pour les clients non résidentiels.....	39
1.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail	41
1.3.1. Les fournisseurs historiques réalisent une large majorité des mises en services, alors que les fournisseurs alternatifs sont plus présents lors des changements de fournisseur	41
1.3.2. Le taux de rotation est en hausse modérée par rapport à 2013	44
2. Le marché du gaz naturel	45
2.1. Une hausse du nombre des acteurs de marché	45
2.2. Bilan de l'ouverture du marché du gaz au 31 décembre 2014	46
2.2.1. La suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente accélère l'ouverture à la concurrence sur le segment non résidentiel.....	46
2.2.2. Le marché est moins ouvert sur la zone Sud-Ouest.....	49
2.2.3. Le nombre de sites en offre de marché progresse significativement sur l'ensemble des segments.....	52
2.2.4. Le tarif B1 (Chauffage) représente la quasi-totalité du volume pour les sites encore au tarif réglementé de vente au 1 ^{er} janvier 2016	53
2.2.5. La part de marché des fournisseurs alternatifs progresse, notamment sur le segment des non résidentiel.....	54
2.2.6. Sur le segment résidentiel, la part de marché d'ENGIE progresse plus vite que celle des fournisseurs alternatifs.....	55
2.2.7. La consommation des sites industriels « transport » est en baisse entre 2013 et 2014.....	57
2.2.8. Sur le territoire des trois principales ELD, la concurrence est quasi inexistante sur le segment résidentiel et plus significative sur le segment non résidentiel	58
2.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail	61
2.3.1. Les fournisseurs historiques réalisent en majorité les mises en services, alors que les fournisseurs alternatifs sont plus présents lors des changements de fournisseur	61
2.3.2. Le taux de rotation augmente fortement sur le segment non résidentiel	64
3. Suivi des processus clés et des coupures pour impayés	65
3.1. La qualité des services de changements de fournisseurs, de mises en service et de résiliations des gestionnaires des réseaux est satisfaisante.....	65
3.2. Les coupures d'énergie pour impayés sont plus importantes à la sortie de la trêve hivernale.....	68
SECTION 2 – Les offres et les prix.....	72
1. Les tarifs réglementés d'électricité	72

1.1.	La tarification par empilement, une nouvelle méthodologie de calcul des tarifs réglementés d'électricité permettant d'assurer la contestabilité des tarifs	72
1.2.	Des hausses limitées au 1 ^{er} novembre 2014 en raison de la nouvelle méthode de calcul des tarifs et d'une conjoncture favorable	74
1.3.	Un changement de méthode qui bénéficie d'avantage aux clients bleus qu'aux clients jaunes et verts	75
1.4.	Une structure tarifaire à réexaminer	78
2.	<i>Les tarifs réglementés de vente de gaz</i>	78
2.1.	Décomposition de la facture	78
2.2.	Une amélioration sensible de la couverture des coûts d'ENGIE par tarif à la suite de l'évolution de la structure tarifaire de juillet 2014	80
2.3.	Des factures de gaz différentes selon les fournisseurs historiques	83
2.4.	Des ELD qui choisissent de plus en plus un approvisionnement à prix fixe	84
2.5.	Dans le cadre du contentieux sur le décret n° 2013-400 du 16 mai 2013, le Conseil d'État a demandé à la Cour de justice de l'Union Européenne de se prononcer sur les conditions dans lesquelles un État membre peut mettre en place des tarifs réglementés de gaz naturel	85
3.	<i>Les offres de marché</i>	86
3.1.	Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité	86
3.1.1.	Les fournisseurs continuent de proposer des offres moins chères que les tarifs réglementés de vente	86
3.1.2.	Les fournisseurs proposent désormais davantage d'offres à prix fixe que d'offres à prix variable	88
3.2.	Analyse des prix sur le marché de détail du gaz	91
3.2.1.	Les fournisseurs proposent des offres significativement moins chères que le niveau du tarif réglementé de vente, en particulier les offres à prix fixe	91
3.2.2.	Les offres à prix fixe sont progressivement devenues prépondérantes sur le marché du gaz	92
3.3.	Les offres à prix fixe et à prix variable	95
3.3.1.	La stabilité du prix et la prévisibilité de la facture sont les deux principaux arguments de vente des offres à prix fixe	97
3.3.2.	Comparaison a posteriori du tarif réglementé de vente et des offres à prix fixe sur l'année 2014	97
3.4.	Les offres duales	99
3.5.	Les offres vertes	103
3.5.1.	Les offres vertes reposent sur le mécanisme des garanties d'origine	103
3.5.2.	Aujourd'hui peu nombreuses et diversifiées, les garanties devraient néanmoins se développer	105
3.5.3.	Les consommateurs ont accès à des offres vertes en électricité	109
3.5.4.	Les offres « vertes » en gaz naturel pourraient bientôt voir le jour, avec l'essor de la filière biométhane	116
3.5.5.	Minoritaires en France, les offres vertes se développent significativement dans certains pays européens	117
3.6.	Les nouvelles pratiques d'achat en gaz naturel	118

3.6.1. La gestion déléguée d'achat de gaz naturel permet à des consommateurs de taille plus modeste d'accéder aux marchés de gros du gaz naturel.....	118
3.6.2. Les achats groupés de gaz naturel permettent aux particuliers d'obtenir des économies importantes sur leurs factures.....	119
SECTION 3 – Concurrence et fonctionnement du marché de détail.....	120
<i>1. La fin des tarifs réglementés de vente</i>	<i>120</i>
1.1. Les travaux de la CRE.....	122
1.1.1. La CRE suit attentivement l'ouverture à la concurrence des marchés de détail et la communication des fournisseurs historiques dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de vente	122
1.1.2. La CRE communique auprès des clients finals	122
1.1.3. Les groupes de concertation permettent de préparer la fin des tarifs réglementés de vente	125
1.1.4. L'évolution des systèmes d'information d'ERDF est essentielle pour le bon déroulement de la sortie des tarifs réglementés de vente	126
1.1.5. La CRE précise les modalités de traitement des atypismes et cas particuliers en électricité	126
1.1.6. Le dispositif mis en place à la fin de l'offre transitoire doit inciter les consommateurs inactifs à rechercher une offre de marché	127
1.1.7. La CRE est attentive à la situation dans les ELD	128
1.2. La fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	129
1.2.1. Peu de sites étaient concernés par la première échéance de fin des tarifs réglementés de vente, le 19 juin 2014.....	129
1.2.2. Au 1 ^{er} janvier 2015, la moitié des installations concernées par l'échéance de fin des tarifs réglementés a basculé en offre de marché, l'autre est passée en offre transitoire.....	130
1.2.3. Malgré l'accélération du basculement en offre de marché des sites concernés par la troisième échéance du 31 décembre 2015, 52 000 sites disposent encore du tarif réglementé de vente en juin 2015	136
1.2.4. Les niveaux de prix des offres transitoires sont majorés par rapport aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	139
1.3. La fin des tarifs réglementés de vente d'électricité	140
1.3.1. Le faible rythme de basculement des sites concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés au 1 ^{er} janvier 2016 fait craindre un engorgement chez les gestionnaires de réseau et les fournisseurs alternatifs	140
1.3.2. Les niveaux de prix des offres transitoires sont majorés par rapport aux tarifs réglementés de vente d'électricité	142
<i>2. Le cadre général de la surveillance des pratiques des fournisseurs</i>	<i>142</i>
<i>3. Les pratiques de prix des fournisseurs</i>	<i>144</i>
3.1. Les règles de droit de la concurrence applicables aux pratiques de prix des opérateurs.....	145
3.1.1. Les acteurs en position dominante ne peuvent se livrer à des pratiques de prix prédateurs ou de subventions croisées.....	145

3.1.2.	Les fournisseurs ne peuvent pratiquer des prix de vente abusivement bas	146
3.1.3.	La CRE est attentive aux politiques de prix sélectifs qui pourraient être mises en œuvre par les fournisseurs en position dominante	147
3.2.	Les règles de la comptabilité dissociée et l'interdiction des financements croisés	147
3.3.	Application du cadre de surveillance aux pratiques de prix mises en œuvre par les fournisseurs	148
3.3.1.	La CRE analyse les prix des offres de marché d'ENGIE au regard de ses coûts, notamment dans le cas des appels d'offres	148
3.3.2.	La CRE analyse les prix des offres de marché d'EDF au regard de ses coûts, notamment dans le cas des appels d'offres	149
3.3.3.	La CRE est également attentive aux offres des fournisseurs alternatifs	149
4.	<i>Analyse des pratiques commerciales mises en œuvre par les fournisseurs</i>	149
4.1.	Les offres et le marketing	149
4.1.1.	Les fournisseurs alternatifs mettent en avant la compétitivité de leurs offres, les historiques leur proximité avec les clients	149
4.1.2.	L'acquisition de nouveaux clients en offre de marché implique un coût de prospection, contrairement à l'activité de vente aux tarifs réglementés	150
4.1.3.	Les clients sont plus difficiles à conserver en portefeuille en gaz qu'en électricité et sur le segment des grands sites non résidentiels	151
4.2.	Lors des déménagements, les fournisseurs historiques profitent de leur avantage dans l'énergie historique pour conquérir des parts de marché dans l'autre énergie	152
4.3.	Les campagnes commerciales mises en œuvre par les fournisseurs historiques	156
4.3.1.	La campagne commerciale mise en œuvre par ENGIE à la fin de l'année 2014 illustre sa stratégie commerciale de conversion des clients aux tarifs réglementés de vente en offre de marché	156
4.3.2.	EDF fait valoir sa connaissance des profils de consommation héritée de sa base de données historique comme argument commercial	157
4.4.	La CRE analyse la pratique de « win-back », ou reconquête d'un client perdu, mise en œuvre par ENGIE	157
4.5.	Les problèmes de confusion entre l'activité de fourniture aux tarifs réglementés et l'activité concurrentielle	159
4.5.1.	Le guide « EDF & MOI » pose des problèmes de confusion d'image et de moyens	159
4.5.2.	Le guide « EDF & MOI » pose un problème d'affectation des coûts entre tarifs réglementés de vente et offres de marché	160
4.5.3.	La CRE recommande une nouvelle affectation des coûts d'ENGIE entre tarifs réglementés de vente et offres de marché	161
5.	<i>Évolutions de l'environnement concurrentiel sur les marchés de détail</i>	161
5.1.	La mise à disposition des fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente par les opérateurs historiques	161

5.1.1. La CRE demande aux gestionnaires de réseau de distribution de faciliter l'accès aux données de consommation	162
5.1.2. La CRE a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant l'accès aux fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente détenus par les fournisseurs historiques	163
5.1.3. Les saisines de l'Autorité de la concurrence par Direct Energie et l'UFC-Que Choisir et la délibération de la CRE du 22 mai 2014 mettent en cause les pratiques commerciales mises en œuvre par ENGIE.....	163
5.1.4. L'Autorité de la concurrence a enjoint à ENGIE d'accorder aux fournisseurs alternatifs l'accès à ses données sur les clients aux tarifs réglementés de vente	165
5.1.5. Les fichiers clients transmis par ENGIE dans le cadre de la mise en place des mesures conservatoires sont de qualité insuffisante	166
5.1.6. Les fichiers des clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente transmis par EDF sont de qualité insuffisante	168
5.1.7. Les entreprises locales de distribution doivent également ouvrir leurs fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente	169
5.1.8. EDF met à la disposition des opérateurs d'effacement certaines de ses données	170
5.2. La mise à disposition des mécanismes d'effacement pour de nouveaux acteurs permet d'ouvrir un nouveau segment de marché à la concurrence.....	171
5.2.1. Rappel du contexte	171
5.2.2. Principes de gouvernance.....	171
5.2.3. En l'absence de contestabilité du tarif Tempo d'EDF, l'ouverture du signal n'a pas donné lieu à la création d'offres de marché de la part des fournisseurs alternatifs.....	173
5.2.4. La concertation sur l'ouverture du signal d'effacement se poursuit	175
5.3. La CRE vise à remédier à une concurrence très peu développée sur le territoire des entreprises locales de distribution	177
5.3.1. La concurrence est inexistante sur le segment des clients résidentiels	177
5.3.2. Sur le segment des clients non résidentiels, la concurrence est plus élevée en gaz qu'en électricité et s'améliore avec la fin des tarifs réglementés de vente.....	179
5.3.3. La CRE œuvre à la levée des obstacles à l'ouverture des marchés sur le territoire des ELD	183
Annexe : Les marchés de détail et les tarifs réglementés en Europe.....	185
Lexique.....	188
Tableaux.....	193
Figures	193

Chiffres clés

3 035 000

Clients résidentiels, sur un total de 31,3 millions, sont en offre de marché à la fin de l'année 2014.



- 5%

Plus forte différence en 2014 entre une offre de marché et le TRV pour un client résidentiel en électricité (6 kVA Base, 2 400 KWh/an).



+ 964 000

Clients résidentiels ont souscrit une offre de marché, dont 54% ont choisi un fournisseur alternatif.



Connaissance du droit de changer de fournisseur d'énergie en 2014 :



 50%

 54%

11



C'est le nombre de fournisseurs, au mois de juillet 2015, ayant accès aux données de contact et de consommation des clients d'EDF concernés par la fin des TRV d'électricité.

21



C'est le nombre de fournisseurs, au mois de janvier 2015, ayant accès au fichier des clients personnes morales aux TRV de gaz d'ENGIE suite à la décision de l'Autorité de la concurrence du 9 septembre 2015.

+ 9%

C'est la hausse TTC de la facture annuelle entre l'année 2000 et 2014 d'un client HPHC.

+ 17 000 sites

Sur 36 000 concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz, ont basculé en offre transitoire au 1^{er} janvier 2015.

407 000 sites

concernés par la prochaine échéance de fin de tarifs réglementés de vente d'électricité, du 31 décembre 2015, n'ont pas encore souscrit une offre de marché, au 30 juin 2015.

75% des clients résidentiels en électricité en offre de marché et **69%** en gaz naturel, ont souscrit une offre à prix fixe à la fin de l'année 2014.

25% des clients résidentiels disposant des deux énergies dans leur foyer, ont opté pour une offre duale à la fin de l'année 2014.

9,5% des clients (sur 430 000 sites au total) se sont opposés à la transmission de leurs données aux fournisseurs alternatifs, issues du fichier historique d'EDF.

Synthèse

Si le segment des clients résidentiels demeure encore largement dominé par les tarifs réglementés dans les deux énergies, il s'inscrit désormais dans un contexte économique et réglementaire favorable à l'ouverture des marchés

Marché du gaz naturel

Un marché résidentiel du gaz naturel encore dominé par les tarifs réglementés, mais dynamique et concurrentiel

A la fin de l'année 2014, 33 % des sites résidentiels ont souscrit une offre de marché, dont 16 % auprès d'un fournisseur alternatif. Sur ce segment, 7 fournisseurs nationaux proposent des offres de marché et 5 disposent de plus de 3 % de part de marché : ENGIE (ex-GDF Suez) (48 %), EDF (29 %), ENI (12 %), Direct Energie (8 %) et Lampiris (3 %) ; les deux appels d'offres lancés par UFC-Que Choisir en 2013 et 2014 ont permis à ce fournisseur d'accroître nettement son portefeuille.

Cette situation s'explique notamment par des offres de marché significativement plus intéressantes que les tarifs réglementés depuis plusieurs années. Au 31 décembre 2014, des économies de l'ordre de 6 à 10 % sur les factures pouvaient être réalisées en optant pour l'offre à prix fixe la moins chère. Un effort d'information reste toutefois nécessaire auprès des consommateurs, 18 % d'entre eux seulement avaient déjà engagé une démarche de changement de fournisseur en 2014 ou avant, selon le 8^{ème} baromètre énergie-info.

Les fournisseurs proposent des offres variées, notamment des offres duales gaz électricité ainsi que des offres à prix fixe. Des offres vertes, alimentées par des garanties d'origine associées à du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, pourraient bientôt voir le jour, avec l'essor de cette nouvelle filière.

Les tarifs réglementés de vente couvrent désormais les coûts de fourniture pour chaque type de clients, à l'exception des plus petits consommateurs

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel couvrent aujourd'hui en moyenne les coûts d'ENGIE afférents à la fourniture aux clients en distribution publique, y compris une marge raisonnable, et sont par ailleurs contestables par les fournisseurs alternatifs. La couverture des coûts est assurée pour tous les tarifs, à l'exception du tarif Base (usage cuisson), qui reste déficitaire malgré des améliorations sensibles apportées au 1^{er} juillet 2014 et au 1^{er} juillet 2015. La CRE estime que ce déséquilibre devra être entièrement résorbé à l'occasion du prochain arrêté tarifaire en 2016.

L'accélération du basculement des clients vers les offres de marché a toutefois nécessité de prendre des mesures contraignantes à l'encontre du fournisseur historique, sous l'impulsion de la CRE et de l'Autorité de la concurrence

ENGIE disposait à la fin 2014 de près de la moitié des parts du marché libre des clients résidentiels en gaz. Sa part de marché a par ailleurs significativement augmenté depuis 2012, et a continué à progresser, ce qui traduit une pratique de conversion massive des clients aux tarifs réglementés en offre de marché. La CRE est attentive aux conditions de cette évolution.

En s'appuyant notamment sur les éléments d'analyse établis par la CRE, l'Autorité de la concurrence, saisie par Direct Energie, a estimé que les pratiques de GDF Suez¹ et l'urgence de la situation

¹Le 29 juillet 2015, la dénomination sociale du groupe est devenue ENGIE. Dans cette synthèse, la dénomination GDF Suez est conservée lorsqu'il s'agit de la décision de l'Autorité de la concurrence n° 14-MC-02 relative à une demande de mesures

justifiaient le prononcé de mesures conservatoires. Dans sa décision du 9 septembre 2014, elle a enjoint à GDF Suez de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs certaines données de son fichier de clients résidentiels aux tarifs réglementés de vente qu'il utilisait pour proposer des offres de marché à ces clients, sous condition d'absence d'opposition des consommateurs concernés. Les fournisseurs alternatifs ont accès, depuis le 15 janvier 2015, au fichier pour les 56 % de consommateurs qui ne s'y sont pas opposés.

Marché de l'électricité

Malgré des conditions économiques désormais favorables et une diversification des offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs, le marché des clients résidentiels continue à ne s'ouvrir que très lentement

Au cours de la période couverte par le rapport, les offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs se sont significativement enrichies et diversifiées. Elles restent généralement moins chères que les tarifs réglementés de vente, avec des gains possibles de l'ordre de 6 % sur la facture, et sont désormais davantage fondées sur des prix fixes sur des durées de un à trois ans, assurant aux clients stabilité des prix et visibilité sur les factures. Ces offres sont, par ailleurs, peu contraignantes en termes d'engagement, puisque le client, quand bien même il aurait souscrit une offre de marché sur 3 ans, peut quitter l'offre à tout moment, y compris pour revenir aux tarifs réglementés de vente, le principe de réversibilité entre tarif et offre de marché étant prévu par le code de l'énergie.

Toutefois, à la fin de 2014, le marché des clients résidentiels demeure largement dominé par les tarifs réglementés de vente, qui représentent toujours 90 % des sites. Deux fournisseurs seulement parmi les 12 fournisseurs nationaux actifs sur ce segment disposent de plus de 3 % de part de marché : ENGIE, qui détient 71 % des parts de marché sur les offres libres, et Direct Energie, qui en détient 27 %.

Certains fournisseurs proposent par ailleurs aux clients de bénéficier d'une électricité 100 % verte, produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Si ces offres représentent une part importante de la consommation dans certains pays européens, elles restent néanmoins elles aussi, comme l'ensemble des offres de marché, très minoritaires en France. Si l'engagement des consommateurs dans les énergies vertes s'intensifie, ce type d'offre pourrait se développer en France dans les prochaines années.

Huit ans après la libéralisation, les clients demeurent mal informés sur les bénéfices de la concurrence et l'ouverture des marchés, situation qui profite essentiellement à EDF

EDF bénéficie toujours auprès de la clientèle résidentielle d'une image de marque très favorable, liée à sa situation de fournisseur historique, qui a d'autant plus de poids sur le comportement des consommateurs que leur connaissance de l'ouverture du marché est limitée. Selon le 8^{ème} baromètre annuel énergie-info, seul un Français sur deux sait qu'il peut faire jouer la concurrence. Peu de foyers ont d'ailleurs décidé de franchir le pas, puisque 4 % des foyers consommant exclusivement de l'électricité déclarent avoir déjà changé de fournisseur en 2014.

La faible connaissance des consommateurs confère un avantage notable aux fournisseurs historiques. Par réflexe ou méconnaissance de l'ouverture des marchés, les clients contactent ainsi souvent le fournisseur historique en électricité lors d'un emménagement. Ce dernier peut profiter de cet appel pour leur proposer en parallèle un contrat en gaz naturel.

Sur l'année 2014, EDF a réalisé, en moyenne, 83 % des mises en service en électricité et 31 % en gaz naturel. D'autre part, 60 % des clients en offre duale disposent du tarif réglementé dans l'une des

conservatoires présentée par la société Direct Energie dans les secteurs du gaz et de l'électricité, en date du 9 septembre 2014, donc antérieure au changement de dénomination sociale.

deux énergies. Les offres duales attirent en effet un grand nombre de consommateurs, sensibles à la simplicité que représentent une facture et un interlocuteur uniques. Selon le baromètre, 62 % des ménages français préfèrent avoir un seul et unique fournisseur pour les deux énergies.

Toutefois, le contexte général tend à s'améliorer : la CRE sera désormais garante de la contestabilité des tarifs réglementés...

La CRE anticipe une intensification de la concurrence sur le marché des résidentiels, notamment sous l'effet de l'entrée en vigueur du calcul des tarifs réglementés de vente par empilement, prévue par le décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014. Cette tarification assure désormais par construction la contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité par les fournisseurs alternatifs. Les deux hausses successives de 2,5 % des tarifs bleus résidentiels intervenues en novembre 2014 et août 2015, en ce qu'elles intègrent une partie du rattrapage tarifaire issu des années 2012, 2013 et 2014, ont par ailleurs un effet conjoncturel sur la compétitivité des offres des fournisseurs alternatifs, dans un contexte au surplus favorable où les prix de l'électricité sur les marchés de gros sont significativement inférieurs au prix de l'ARENH. A compter de décembre 2015, la CRE sera chargée de la détermination des tarifs réglementés de vente d'électricité et sera dès lors garante de la pérennité de leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs.

... et sera attentive à la levée des barrières au développement de la concurrence pour l'ensemble des clients

La CRE a travaillé à permettre le développement de la concurrence sur un segment de clients qui restait jusqu'à présent inaccessible aux fournisseurs alternatifs, celui des clients bénéficiant d'un « tarif à effacement » de type TEMPO. Un groupe de concertation, mis en place et piloté par la CRE, a ainsi abouti en octobre 2014 à une réforme de la gouvernance de l'activation des périodes de prix plus élevés, permettant à tous les fournisseurs de proposer, d'un point de vue technique, des offres équivalentes au tarif réglementé de vente Tempo.

Toutefois, si cette réforme a effectivement permis à certains fournisseurs alternatifs de tester ce type d'offre, il subsiste une difficulté économique sur la contestabilité du tarif TEMPO, que la CRE examinera dans le cadre de ses compétences de proposition tarifaire prévues par le code de l'énergie.

La fin des tarifs réglementés de vente bouleverse les équilibres concurrentiels sur le segment des clients non résidentiels

Les échéances de la fin des tarifs réglementés

L'article L.337-9 du code de l'énergie, introduit par l'article 14 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dispose que les consommateurs d'électricité situés en métropole continentale dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2016.

Les dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie issues de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation prévoient pour le gaz, selon le même principe, la suppression des tarifs pour certaines catégories de consommateurs selon un calendrier en trois étapes :

- trois mois après la publication de la loi, soit le 19 juin 2014, pour les consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- le 31 décembre 2014 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 200 000 kilowattheures de gaz par an ;

- le 31 décembre 2015 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 000 kilowattheures de gaz par an et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 000 kilowattheures par an.

Les consommateurs concernés doivent souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant la date d'échéance de leurs contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz. Toutefois, afin d'éviter les coupures d'électricité et de gaz en période hivernale, le III de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 dispose que les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date de suppression des tarifs basculeront automatiquement sur une offre par défaut, proposée par leur fournisseur trois mois avant cette date. Cette offre par défaut, dite « offre transitoire », est résiliée automatiquement au bout de six mois.

La CRE a investi d'importants moyens, en 2014 et 2015, pour répondre aux enjeux concurrentiels de la fin des tarifs réglementés

Elle a, dans un premier temps, travaillé au partage des fichiers de clients des opérateurs historiques avec les autres fournisseurs, condition nécessaire à la mise en place d'une concurrence équitable

En amont des échéances de fin des tarifs, la CRE a travaillé à établir une symétrie entre la situation des fournisseurs historiques et alternatifs afin de permettre le développement d'une concurrence fondée sur les mérites. L'accès à certaines informations détenues par les fournisseurs historiques, auparavant en situation de monopole, telles que les données de consommation, les caractéristiques techniques d'un site ou les données de contact, est, à cet égard, essentiel aux fournisseurs pour leur permettre de faire des propositions commerciales adaptées aux besoins des consommateurs.

Dans ce contexte, le 22 mai 2014, la CRE a pris deux délibérations demandant aux gestionnaires de réseaux de distribution ERDF et GRDF de mettre en place des prestations gratuites afin de faciliter l'accès aux informations de consommations pour les consommateurs et les acteurs désignés par ces derniers.

Elle a par ailleurs saisi l'Autorité de la concurrence le 9 avril 2014 d'une demande d'avis concernant les mesures susceptibles d'être imposées aux opérateurs historiques dans le cadre de la suppression des tarifs. La CRE a notamment interrogé l'Autorité sur la nécessité de donner accès aux fournisseurs alternatifs aux fichiers des clients aux TRV des fournisseurs historiques « *afin de garantir l'exercice d'une véritable concurrence sur les segments de marchés concernés par la fin des TRV* ».

En parallèle, l'Autorité a été saisie par Direct Energie d'une demande de mesures conservatoires à l'encontre de GDF Suez concernant ses pratiques dans le secteur de la fourniture de gaz naturel et d'électricité, qui portait aussi bien sur les clients résidentiels (cf. ci-dessus) que sur les clients concernés par la fin des TRV. Sollicitée pour avis dans le cadre de cette saisine, la CRE a pris une délibération qui constatait notamment, s'agissant de GDF Suez :

- de pratiques de confusion d'image ;
- de l'utilisation du fichier des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour proposer des offres de marché en électricité.

En s'appuyant notamment sur les éléments d'analyse fournis par la CRE, l'Autorité de la concurrence a estimé que les pratiques de GDF Suez, et l'urgence liée au contexte de la fin des TRV, justifiait le prononcé de mesures conservatoires. Dans sa décision du 9 septembre 2014, l'Autorité de la concurrence a enjoint à GDF Suez de mettre à la disposition des fournisseurs alternatifs certaines données de son fichier des clients résidentiels et non résidentiels aux TRV.

Transposant au cas de l'électricité les mesures prises par l'Autorité en matière de communication du fichier et des données de consommation d'ENGIE, la CRE a demandé à EDF de mettre en place un accès gratuit, pour ses concurrents, aux données de contact et de consommation de son fichier relatif aux clients non résidentiels concernés par la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité. La

transmission de ce fichier est opérationnelle depuis le mois de mars 2015 pour les données de contact et de consommation des clients profilés, et depuis le 30 juin 2015 pour les clients en courbe de charge.

S'agissant spécifiquement de l'identification des clients susceptibles d'être intéressés par une offre d'effacement, la CRE a mené entre juillet 2014 et mai 2015 des travaux de concertation qui ont permis d'identifier que la précision de l'option tarifaire à effacement (EJP) constituait une réponse appropriée, EDF a ainsi procédé en juillet 2015, en accord avec les orientations du groupe de travail, au partage de ces données avec les acteurs qui lui en ont fait la demande.

Enfin, dans la continuité de l'ouverture des fichiers clientèle d'ENGIE et d'EDF, la CRE a demandé aux autres fournisseurs historiques (ELD) dans les deux énergies de mettre à disposition les données de leurs clients concernés par la suppression des TRV.

Toutefois, malgré une première étape réussie dans le gaz pour les plus gros clients, le retour d'expérience de la deuxième échéance a démontré l'insuffisance de la seule mise à disposition des fichiers pour la réussite de la suppression des tarifs

En gaz, la totalité des clients raccordés au réseau de transport, premiers concernés par la disparition des tarifs réglementés, bénéficie désormais d'une offre de marché, dont les deux tiers des volumes chez un fournisseur alternatif.

La disparition des tarifs a posé plus de difficultés pour les clients dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an, qui étaient concernés par la deuxième échéance, et dont plus de 3 000 n'avaient toujours pas choisi d'offre de marché à la fin de la période transitoire. La CRE, anticipant ce risque, avait d'ailleurs, dès le mois de mai 2015 demandé par courrier à ENGIE de transmettre aux fournisseurs alternatifs qui en feraient la demande un fichier des clients en offre transitoire comportant les mêmes données que celles prévues par la décision de l'Autorité de la concurrence s'agissant des clients aux tarifs réglementés.

Cette situation a requis la mise en place par la CRE, en urgence, d'un dispositif temporaire permettant de décaler de trois mois la suspension de fourniture initialement prévue à la date de fin de l'offre transitoire

Constatant la persistance d'un nombre significatif de clients en offre transitoire à l'approche du 30 juin 2015, la CRE a pris des dispositions en urgence pour reporter la suspension de fourniture des sites concernés au 30 septembre 2015, et prévoir que ces sites restent alimentés par les GRD à un prix majoré de 20 % par rapport au TRV d'août 2014.

La CRE considère que le fait que près d'1/5^{ème} des sites ayant basculé automatiquement en offre transitoire y demeure 6 mois plus tard est en partie lié au faible caractère incitatif du niveau de prix de cette offre (le niveau de l'offre transitoire a été établi dans une fourchette de 1 à 3 % au-dessus du niveau du tarif réglementé). Toutefois, au regard des volumétries de clients concernés par les prochaines échéances de suppression des tarifs, en gaz mais surtout en électricité, et du fait que le calendrier permettait à l'ensemble des pouvoirs publics de mieux les anticiper, la CRE a indiqué qu'un tel dispositif transitoire ne saurait être reproduit.

La dernière échéance de fin des tarifs réglementés de vente, au 1^{er} janvier 2016, nécessite des aménagements proportionnés à la volumétrie importante des clients concernés

L'échéance du 31 décembre 2015 concerne plusieurs centaines de milliers de clients

En gaz, les sites dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh ainsi que les copropriétés dont la consommation excède 150 MWh/an doivent souscrire une offre de marché avant le 1^{er} janvier

2016, date à laquelle ils ne seront plus éligibles aux TRV. Au 30 juin 2015, 52 000 sites devaient encore souscrire une offre de marché (au 31 octobre 2015, il n'en restait plus que 37 000).

Les tarifs réglementés jaunes et verts représentaient toujours 407 000 sites, soit 88 % de la totalité du segment, au 30 juin 2015 (au 9 novembre 2015, il n'en restait plus que 278 000). Les grands sites sont encore largement aux tarifs réglementés (81 %), même si les plus grands d'entre eux ont souscrit une offre de marché, ils ne représentent plus que 40 % des volumes. 94 % des autres sites concernés sont encore aux tarifs réglementés, contre 5 % en offre de marché chez les fournisseurs historiques et 1 % seulement chez les fournisseurs alternatifs. Ces derniers se sont longtemps tenus à l'écart de ce segment pour lequel les offres sont complexes à développer et qui nécessite d'engager d'importants coûts de commercialisation. Sur ces segments de clientèle, les fournisseurs alternatifs ont accès au fichier des clients d'EDF aux tarifs depuis le mois de mars 2015.

La réussite de cette échéance nécessite une préparation en amont et repose sur la réalisation de quatre conditions

Le retour d'expérience des derniers mois montre qu'il est nécessaire de remplir quatre conditions pour réussir les prochaines étapes de disparition des tarifs :

1. lever les obstacles techniques,
2. fixer le prix des offres transitoires à un niveau incitant les consommateurs à rechercher une offre de marché,
3. construire un dispositif de continuité de fourniture se substituant à l'offre transitoire garantissant une ouverture effective à la concurrence,
4. renforcer l'information des consommateurs, en particulier sur les bénéfices qu'ils peuvent attendre aujourd'hui d'une offre de marché.

❖ La levée des obstacles techniques au changement de fournisseur

Les contraintes des systèmes d'information des gestionnaires de réseau de distribution étant de nature à freiner le processus de sortie des tarifs réglementés de vente, la CRE intègre depuis de nombreux mois cette question dans les groupes de concertation placés sous son égide.

Devant l'ampleur du nombre de changements de contrat d'électricité attendue à la fin 2015, la CRE a spécifiquement demandé à ERDF de mener, avant fin 2014, une étude de robustesse de son système d'information et a auditionné le président du directoire de l'entreprise le 10 février 2015. Celui-ci s'est engagé à cette occasion à ce qu'aucune limitation des systèmes d'information ne perturbe la sortie des tarifs réglementés de vente.

❖ Une offre transitoire à un niveau incitatif

En électricité comme en gaz, les niveaux de prix des offres transitoires vers lesquelles ont basculé ou vont basculer les sites n'ayant pas choisi d'offre de marché, concernés par la disparition de leurs tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016, sont majorés par rapport aux niveaux des tarifs réglementés. Cette majoration vise à inciter ces clients inactifs à contracter une offre de marché.

La CRE estime que les propositions d'EDF et d'ENGIE d'appliquer, pour leur offre transitoire, une majoration moyenne de 5 % par rapport au niveau des tarifs réglementés est de nature à inciter les clients à souscrire une offre de marché. Elle rappelle par ailleurs qu'il est possible de trouver sur le marché des offres significativement moins chères que les tarifs réglementés et qu'il est dans l'intérêt des consommateurs de faire jouer la concurrence.

❖ **La mise en place d'un dispositif concurrentiel et incitatif prenant le relais de l'offre transitoire**

S'agissant de la prochaine et dernière échéance en gaz et en électricité, au 31 décembre 2015, pour les sites non domestiques consommant plus de 30 MWh par an en gaz ou ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA en électricité, les offres transitoires disparaissent au 30 juin 2016.

Dans ce contexte, la CRE est attentive aux travaux engagés par les pouvoirs publics sur la mise en place d'un dispositif de fournisseur par défaut, chargé de la fourniture d'énergie aux clients qui n'auraient pas fait le choix d'une offre de marché à la fin de la période transitoire de 6 mois prévue par la loi. En particulier, la CRE veille à ce que ce dispositif :

- ne récompense pas les clients restés inactifs jusque-là, en leur permettant de bénéficier d'une offre plus intéressante que celles souscrites par les consommateurs ayant mené la démarche de choisir un nouveau fournisseur,
- n'aboutisse pas au maintien massif des sites dans le portefeuille des fournisseurs historiques.

La désignation du fournisseur par défaut, afin de respecter un principe de mise en concurrence, devra s'effectuer par appel d'offres. Le prix des offres proposées devra néanmoins être moins compétitif que les offres de marché proposées par ailleurs, afin d'inciter les clients à quitter l'offre par défaut et engager la démarche de sélection d'un fournisseur. L'appel d'offres devra enfin comporter plusieurs lots de clients, et le nombre de lots adjugés à un même fournisseur devra être limité, afin de réduire la part de marché des acteurs prépondérants.

❖ **Le renforcement de l'information des consommateurs**

La CRE a mis en place, dès janvier 2014, un groupe de travail consacré à la préparation de la fin des TRV.

Celui-ci a notamment élaboré des guides et fiches pratiques destinés à l'information des consommateurs. Ces documents sont disponibles sur le site internet de la CRE (www.cre.fr) et sur le site www.energie-info.fr/Pro. La CRE a également réalisé une vidéo pédagogique, mise en ligne le 13 octobre 2014², ainsi qu'un site internet spécifiquement dédié à la fin des tarifs réglementés de vente (www.tarifsreglementes-cre.fr).

Au cours de l'année 2014, la CRE est intervenue dans de nombreux colloques sur l'ensemble du territoire afin de sensibiliser les acteurs sur la fin des TRV, et les informer sur les démarches à réaliser.

Elle a également renforcé son action d'information auprès des interlocuteurs professionnels en contactant les fédérations professionnelles de l'artisanat et des PME, les syndicats de copropriété et les collectivités publiques. Elle a ainsi écrit le 20 mai 2015 à près de 10 300 consommateurs encore en offre transitoire à cette date, afin de les inciter à souscrire un contrat en offre de marché avant l'échéance du 30 juin 2015. Elle a également menée une campagne téléphonique ciblée sur les syndicats de copropriété afin de les sensibiliser sur les risques de coupure.

Pour améliorer l'efficacité de ses actions, elle a organisé une table ronde rassemblant les représentants des consommateurs en septembre 2015, à l'occasion de laquelle elle a pu recueillir leur retour d'expérience et identifier leurs priorités en termes de fonctionnement des marchés de détail.

La CRE renforcera tout au long de l'année 2016 ses campagnes d'information des consommateurs. Elle suivra notamment avec attention l'évolution du nombre de consommateurs restés en offre transitoire et mènera auprès de ces clients, restés inactifs, les démarches d'information nécessaires sur le niveau de leur offre transitoire, sur l'intérêt en termes de facture des offres de marché proposées sur le marché de détail et sur les dispositifs qui prendront la relève de l'offre transitoire à compter du 1^{er} juillet 2016.

² <http://www.cre.fr/infos-consommateurs/s-informer-sur-la-fin-des-tarifs-reglementes-pour-les-conso.-pro>

La CRE œuvre à la suppression des barrières à l'entrée des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD, sur lesquels tarifs réglementés et fournisseurs historiques demeurent ultra-majoritaires

Le développement de la concurrence sur le territoire des ELD est très marginal en électricité : moins de 1 % des clients, tous segments confondus, disposaient d'un contrat en offre de marché à la fin de l'année 2014.

Sur le marché du gaz, la concurrence s'est développée inégalement selon les segments. Quasiment inexistante chez les résidentiels, elle est nettement plus significative chez les clients non résidentiels, avec, à fin 2014, la moitié des sites en offre de marché pour 73 % de la consommation. Ces chiffres demeurent toutefois inférieurs à ceux mesurés sur le reste du territoire. Les fournisseurs historiques demeurent par ailleurs très présents sur ces territoires : 6 % seulement des sites non résidentiels ont souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif.

Les fournisseurs alternatifs préfèrent en effet développer leur activité commerciale sur les zones couvertes par ERDF et GRDF, où se concentre plus de 95 % des sites. Sur le territoire des ELD, les fournisseurs alternatifs sont confrontés à des difficultés d'ordre commercial, administratif et technique, qui tendent à augmenter les coûts d'acquisition des clients. Les procédures d'échanges de données et de documents contractuels ne sont, par exemple, pas standardisées d'un territoire à l'autre, du fait de différences entre les systèmes d'information utilisés par les différents gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Le nombre restreint de clients sur le territoire de chaque ELD n'incite pas les fournisseurs alternatifs à engager les investissements nécessaires.

Depuis 2014, la CRE mène des travaux afin de faciliter la pénétration des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD. Outre la mise à disposition de leurs fichiers des clients concernés par la fin des tarifs réglementés, précédemment évoquée, la CRE demande aux ELD de faire évoluer les modalités d'échange de données et de documents contractuels afin d'assurer une plus grande convergence entre GRD.

Afin de répondre aux nouveaux enjeux liés au basculement d'un grand nombre de sites sur le marché concurrentiel, l'activité de surveillance des marchés de détail de la CRE se structure autour du suivi des indicateurs d'ouverture du marché, de la surveillance des pratiques commerciales et de la surveillance des pratiques des prix

Dans le contexte de la fin des tarifs réglementés de vente, les indicateurs d'ouverture du marché sont suivis avec une attention particulière et livrent des enseignements sur la réussite de chaque échéance

Depuis l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie sur l'ensemble des segments de clients, en 2007, la CRE élabore des indicateurs permettant de suivre l'activité concurrentielle, tant en électricité qu'en gaz naturel, sur les différents segments de clients. Publiés régulièrement, notamment à l'occasion des Observatoires trimestriels des marchés de détail, ces indicateurs font l'objet d'une amélioration continue, notamment pour assurer la robustesse des données utilisées.

Jusqu'alors, la CRE a eu essentiellement recours aux données de tiers indépendants des fournisseurs, les gestionnaires de réseau. Toutefois, l'intensification du développement concurrentiel sur les différents segments de marché justifie désormais d'étendre ses demandes de données à l'ensemble des acteurs de marché.

En particulier, dans le contexte de la fin des tarifs réglementés de vente, la CRE a souhaité :

- développer de nouveaux indicateurs, permettant de suivre le rythme de basculement des clients restés aux tarifs ou en offre transitoire vers les offres de marché. Elle a pour ce faire recours à des données émanant directement des fournisseurs, à la qualité desquelles elle porte une attention accrue ;
- suivre avec une attention particulière la qualité des processus clefs, notamment les délais de changement de fournisseur, compte tenu du nombre de basculement auxquels les GRD, et notamment ERDF comme évoqué ci-avant, vont être confrontés.

En application des dispositions du code de l'énergie, la CRE porte une attention renforcée aux prix proposés par les fournisseurs et à la cohérence avec leurs coûts de fourniture.

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques* ».

Afin de mener à bien cette mission de surveillance des prix de détail, la CRE recueille désormais des données de coûts et de prix relatives à certaines offres ou certains segments de marché, lorsqu'il existe un risque ou des soupçons de pratiques anticoncurrentielles (prix prédateurs, subventions croisées, prix de vente abusivement bas ou prix sélectifs).

La compétence de la CRE s'articule tout particulièrement sur ce point avec celle de l'Autorité de la concurrence, dont relèvent le contrôle et la sanction des pratiques anticoncurrentielles.

Dans ce domaine également, et dans le contexte de la fin des tarifs réglementés de vente, la CRE accorde une attention particulière aux offres de marché des fournisseurs historiques.

La CRE examine actuellement :

- les résultats de certains appels d'offres multi-sites pour lesquels la CRE a demandé aux fournisseurs les ayant remportés, EDF et ENGIE, leurs dossiers de réponse et les méthodologies de construction des prix proposés, afin de s'assurer que les fournisseurs concernés n'ont pas mis en œuvre, par les prix, une stratégie d'éviction des fournisseurs alternatifs ;
- les résultats de la comptabilité dissociée entre activité de vente de gaz aux tarifs réglementés et activité de vente de gaz en offre de marché d'ENGIE au titre des années 2012, 2013 et 2014, afin de déterminer si le niveau de prix des offres de marché est cohérent avec les conditions économiques de l'opérateur et s'assurer notamment de l'absence de subvention croisée entre les deux activités. En ce qui concerne EDF, la CRE examinera les résultats de la comptabilité dissociée qui lui est transmise au titre de l'exercice 2014.

Constatant l'apparition de pratiques commerciales susceptibles de nuire à l'exercice d'une concurrence saine, la CRE suit désormais mensuellement les actions menées par les fournisseurs et travaille en relation plus étroite avec l'ensemble des acteurs du secteur, notamment les consommateurs

La CRE s'est organisée au cours des derniers mois afin d'être en capacité de constater toute pratique commerciale susceptible de porter atteinte au bon fonctionnement des marchés de détail :

- la CRE collecte, mensuellement, l'ensemble des pratiques et communications commerciales mises en œuvre par les fournisseurs (encarts de journaux, mailings, publicités, scripts des téléopérateurs *etc.*) ;
- elle auditionne et consulte régulièrement les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sur le fonctionnement du marché de détail. Début 2015, dans le prolongement des campagnes menées en 2007, 2010 et 2012, la CRE a ainsi consulté 14 fournisseurs ;

- elle auditionne et consulte les consommateurs représentant tous les segments de clientèle, afin qu'ils partagent leurs compréhensions et leurs visions du fonctionnement des marchés de détail. La CRE a ainsi organisé une table ronde en septembre 2015 en conviant les représentants des consommateurs domestiques et non domestiques.

Compte tenu de leur position toujours prépondérante, la CRE accorde une attention particulière aux pratiques commerciales et aux offres de marché des fournisseurs historiques.

Elle a identifié des problèmes de confusion d'image - et de moyens - entretenue par EDF, notamment à l'occasion de l'envoi à certains consommateurs résidentiels aux tarifs réglementés de vente d'un courrier, assorti d'un autocollant et du guide « EDF & MOI ». Ces documents, envoyés dans le cadre d'une fourniture aux tarifs réglementés, indiquent les numéros de téléphone de dépannage en électricité et en gaz, sans préciser qu'il s'agit de services assurés en réalité par les gestionnaires de réseau, en particulier ERDF, et font la promotion des offres de marché en gaz de l'entreprise. Cette démarche est susceptible de renforcer la confusion des consommateurs quant à la distinction entre fournisseur et distributeur d'énergie. Elle témoigne par ailleurs de l'utilisation par EDF de son fichier de clients aux tarifs réglementés pour démarcher dans l'autre énergie, ce que l'entreprise n'indiquait pourtant faire que ponctuellement.

S'agissant de la confusion des moyens, la CRE examine l'affectation des coûts d'EDF et, plus généralement, de l'ensemble des fournisseurs historiques, entre leurs activités de vente aux tarifs réglementés et en offre de marché.

Alertée par certains fournisseurs, la CRE s'interroge également sur la pratique de « win-back », ou reconquête des clients perdus, mise en œuvre par ENGIE. La CRE se montre très attentive au niveau de prix des offres de reconquête et à la communication qui les entoure.

Enfin, dans la mesure où la promotion des offres duales combinant le tarif réglementé dans une énergie et une offre de marché dans l'autre peuvent donner lieu, de la part de certains fournisseurs historiques, à une confusion de moyens et à l'utilisation d'un avantage non reproductible par leurs concurrents, la CRE demande à ces fournisseurs, d'une part, de cesser de joindre des documents de prospection commerciale aux envois liés aux tarifs réglementés de vente et, d'autre part, de cesser d'envoyer des documents communs concernant une offre de fourniture d'une énergie au tarif réglementé et l'autre en offre de marché.

Par ailleurs, les mentions récurrentes d' « EDF » et de « GDF » dans divers documents administratifs (papier ou site internet), notamment pour la production de justificatifs de domicile, aboutit à une mise en valeur privilégiée des seuls fournisseurs EDF et ENGIE (ex-GDF Suez) au détriment des fournisseurs concurrents et est susceptible d'entraver le bon fonctionnement du marché. La CRE invite les administrations concernées à ne pas utiliser le terme « facture EDF » ou « *facture EDF-GDF* » dans leurs documents administratifs et à leur préférer les termes génériques « *facture d'électricité* » ou « *facture de gaz naturel* ».

Présentation générale

1. Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail

L'observation des marchés de détail a débuté dès 2004

Dans le cadre de la mission qui lui est confiée aujourd'hui par l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Dans ce cadre, la CRE a, dès 2004, apporté de la transparence et de la lisibilité aux acteurs de marché. Elle a ainsi élaboré et suivi une série d'indicateurs destinés à mesurer le développement de la concurrence.

Certains de ces indicateurs font l'objet d'une publication trimestrielle dans l'« observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel », document donnant accès à une information fiable sur l'ouverture des marchés de détail. L'observatoire s'est enrichi au fil du temps de nouveaux indicateurs relatifs aux offres faites par les fournisseurs aux consommateurs ainsi qu'au fonctionnement du marché lui-même, en conformité avec les recommandations du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (CEER).

Les missions de la CRE ont évolué depuis la fin de 2010

L'article 16 de la loi du 7 décembre 2010 n° 2010-1488 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi « NOME », a élargi les missions de la CRE en modifiant les dispositions du troisième alinéa du I de l'article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, désormais codifié à l'article L. 131-2 du code de l'énergie, lequel dispose que :

« [La Commission de régulation de l'énergie] surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné au même article. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »

Par ailleurs, la surveillance des marchés de détail revêt également une dimension européenne. Dans cette perspective, la Direction Générale Énergie (DG ENER) de la Commission européenne a établi des indicateurs communs à l'ensemble des pays membres. De même, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) dispose de missions de surveillance conformément à l'article 11 du règlement européen n° 713/2009 du 13 juillet 2009.

2. Méthodologie de la surveillance des marchés de détail

Les étapes du processus de surveillance des marchés de détail

Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel fait intervenir, directement ou indirectement, de nombreux acteurs et mécanismes. Les conditions d'approvisionnement en amont ont un rôle déterminant dans le prix des offres faites en aval par les fournisseurs aux clients. Ces offres vont à leur tour dynamiser le marché de détail en fonction de leur attractivité et des besoins des consommateurs.

De ce constat découle un schéma de surveillance, décliné en trois étapes.

La première étape consiste en l'observation systématique du marché de détail, permettant ainsi de surveiller le développement de l'ouverture du marché par le suivi régulier de différents indicateurs établis à partir de données principalement fournies par les gestionnaires de réseau et les fournisseurs.

Cette première étape est l'objet de la section I du présent rapport de surveillance. L'analyse porte sur les années 2013-2014.

La deuxième étape vise à établir un diagnostic des éventuels dysfonctionnements des marchés de détail. Elle se fonde, d'une part, sur l'analyse des offres proposées en aval (en particulier le prix de vente au client final dans le cadre du tarif réglementé de vente ou d'une offre de marché) au regard des conditions économiques des fournisseurs, notamment de leurs conditions d'approvisionnement et, d'autre part, sur une analyse qualitative du fonctionnement et de la transparence des marchés de détail (sections II et III).

Enfin, en application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE *« formule le cas échéant des avis et propose toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail »*. La CRE est ainsi conduite à formuler des recommandations.

À l'appui de ces missions, la CRE dispose, en application des articles L. 135-1 et suivants du code de l'énergie, d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises.

Les sources utilisées par la CRE en matière de surveillance des marchés de détail

La déclinaison pratique du schéma de surveillance précédemment décrit nécessite la mise en œuvre d'actions de surveillance, qui consistent pour l'essentiel en :

- **la collecte et la vérification des données de marché**

La surveillance continue des divers indicateurs qui caractérisent un fonctionnement régulier et concurrentiel du marché requiert de disposer de données pertinentes et fiables. Les données sont recueillies auprès des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs, des consommateurs³ et des acteurs du marché de gros. Cette collecte s'effectue de façon continue.

La fiabilité de ces données a fait l'objet, en préalable à l'élaboration du présent rapport, d'une vérification, qui a permis d'appréhender les limites de validité des indicateurs publiés et de garantir la robustesse des informations et des analyses.

- **la communication avec les consommateurs**

La connaissance par les clients des offres de détail est une question centrale pour le bon fonctionnement des marchés. En plus des offres publiées sur le comparateur sur le site www.energie-info.fr, qui concernent le marché de masse, la CRE s'est attachée à mettre à disposition des grands consommateurs les offres à leur disposition, en particulier dans l'optique d'une disparition des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} juin 2014 et du 1^{er} janvier 2015 pour les segments des très grands et grands consommateurs de gaz naturel et, du 1^{er} janvier 2016 pour les segments des moyens consommateurs de gaz naturel et les moyens et grands consommateurs d'électricité.

Au mois de septembre 2015, le collège de la CRE a organisé une table ronde rassemblant les représentants des consommateurs domestiques et non domestiques⁴ afin qu'ils partagent leurs

³ Pour le marché de l'électricité, les données utilisées proviennent des sept principaux fournisseurs historiques (EDF, ES Énergies Strasbourg, Gaz Électricité de Grenoble, Ségolis, SICAE de l'Oise, Sorégies, et UEM), du gestionnaire du réseau de transport RTE et des sept principaux gestionnaires de réseaux de distribution : ERDF (Electricité Réseau Distribution France), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise, SRD et URM. Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98 % des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

Pour le marché du gaz, les données utilisées proviennent des cinq plus grands fournisseurs historiques (GDF Suez, Total Énergie Gaz, ES Énergies, Gaz de Bordeaux et Gaz Électricité de Grenoble), des gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF) et des quatre plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (GRDF, Réseau GDS, RÉGAZ et Gaz Électricité de Grenoble). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 99 % des sites français et de la consommation nationale de gaz.

⁴ Dans ce cadre, la CRE a pu recueillir les témoignages de l'UGAP (Union des Groupements d'Achat Public), du CLEEE (Comité de Liaison des Entreprises ayant Exercé leur Éligibilité sur le marché libre de l'Electricité), de l'ARC (Association des Responsables de Copropriété) de la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) ainsi que de l'association familles rurales. La CRE a par ailleurs reçu une contribution écrite de la part de l'Association Familiales Laïques de Paris.

compréhensions et leurs visions du fonctionnement des marchés de détail et de la concurrence, en particulier dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de vente.

Le contenu des réponses aux questions abordées lors de cette table ronde est restitué dans le rapport sous forme de deux encadrés :

- « Les offres privilégiées par les consommateurs » (3.3. de la section 2) ;
 - « Le retour d'expérience des consommateurs non domestiques sur les différentes étapes de suppression des tarifs réglementés de vente » (1.1.2. de la section 3).
- **La collecte et la surveillance de données sur les politiques commerciales des fournisseurs.**

Dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail 2012-2013, publié en janvier 2014, la CRE indiquait qu'elle poursuivrait ses travaux et développerait des outils lui permettant d'assurer un suivi systématique des pratiques commerciales des fournisseurs.

A cette fin, la CRE a lancé en 2014 la mise en place d'un suivi mensuel des politiques commerciales des fournisseurs. Cette mesure s'inscrit dans le cadre des missions de surveillance confiées à la CRE par les articles L. 131-1, L.131-2 et L. 134-18 du code de l'énergie.

Dans un courrier adressé au cours du mois de juillet 2014 aux 12 principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel présents sur le segment des clients résidentiels, la CRE a fait part de sa volonté de suivre avec attention le développement de nouvelles offres et les pratiques commerciales des fournisseurs. Pour ce faire, la CRE a demandé à ces fournisseurs de lui transmettre mensuellement l'ensemble des dispositions commerciales spécifiques mises en œuvre au cours du mois (encart de journaux, mailing, publicités, etc.) ainsi que les scripts utilisés par les opérateurs téléphoniques et les commerciaux.

L'objectif de cette surveillance continue des pratiques commerciales est de suivre l'élaboration et le lancement de nouvelles offres ainsi que de surveiller leur mise en place et la communication associée. Il s'agit de vérifier que la communication des fournisseurs n'induit pas de confusion pour le consommateur et n'entrave pas le développement de la concurrence sur les marchés de détail. Par ailleurs, ce suivi mensuel devrait permettre de mieux identifier et comprendre les évolutions sur les marchés de détail, par exemple, voir les effets d'une campagne intensive de communication.

- **les rencontres avec les fournisseurs**

Au cours du premier trimestre 2015, la CRE a rencontré 14 fournisseurs d'électricité et de gaz naturel⁵ dans le cadre d'une consultation sur le fonctionnement des marchés de détail. Ces consultations s'inscrivent dans le prolongement des campagnes menées par la CRE en 2007, 2010 et 2012. L'objectif est de permettre aux acteurs d'exposer leur vision de la concurrence et du fonctionnement des marchés de détail et de proposer des voies d'amélioration.

La CRE a rencontré des fournisseurs nationaux actifs sur différents segments de clientèle (haut de portefeuille, milieu de portefeuille ou marché de masse) ainsi que quelques ELD afin de permettre aux fournisseurs, historiques comme alternatifs, qu'ils partagent leurs compréhensions et leurs visions de la concurrence, du fonctionnement et des enjeux des marchés de détail. Dans ce cadre, la CRE a envoyé aux fournisseurs concernés un questionnaire début janvier orienté autour de trois axes : les politiques commerciales, la fin des tarifs réglementés de vente et l'organisation des marchés de détail.

Le contenu de ces entretiens est restitué dans le présent rapport sous la forme d'« encadrés consultations des fournisseurs » qui s'attachent à résumer la position de ces derniers sur certains sujets structurant pour le fonctionnement des marchés de détail. Neuf encadrés sont ainsi présentés dans le rapport, dont le contenu reflète uniquement les positions des fournisseurs, et en aucun cas celle de la CRE :

⁵ Alpiq, Direct Energie, EDF, ENEL, ENI, EON, ES Energie, Gas Natural, Gaz de Bordeaux, GDF Suez, GEG, Lampiris, Total Energie Gaz et UEM.

- « Quelle marge pour les fournisseurs ? » (1.1. de la section 2) ;
- « Les offres privilégiées par les consommateurs » (3.3. de la section 2) ;
- « La dissociation comptable des activités de vente aux tarifs réglementés et en offre de marché des fournisseurs historiques » (3.2. de la section 3) ;
- « La confusion des consommateurs entre les activités commerciales de vente aux tarifs réglementés et en offre de marché » (4.5.3. de la section 3) ;
- « Les difficultés des fournisseurs alternatifs pour pénétrer le marché » (4.1.2 de la section 3) ;
- « Selon les fournisseurs alternatifs, le fichier clientèle transmis par ENGIE contient des données inexactes, incomplètes ou obsolètes » (5.1.5. de la section 3) ;
- « Selon les fournisseurs alternatifs, le fichier clientèle transmis par EDF est en majorité inexploitable » (5.1.6. de la section 3) ;
- « La concurrence sur le territoire des ELD concernant les clients résidentiels » (5.3.1. de la section 3) ;
- « La concurrence sur le territoire des ELD concernant les clients non résidentiels » (5.3.2. de la section 3).

Les actions de la CRE dans le cadre de la surveillance du marché de détail

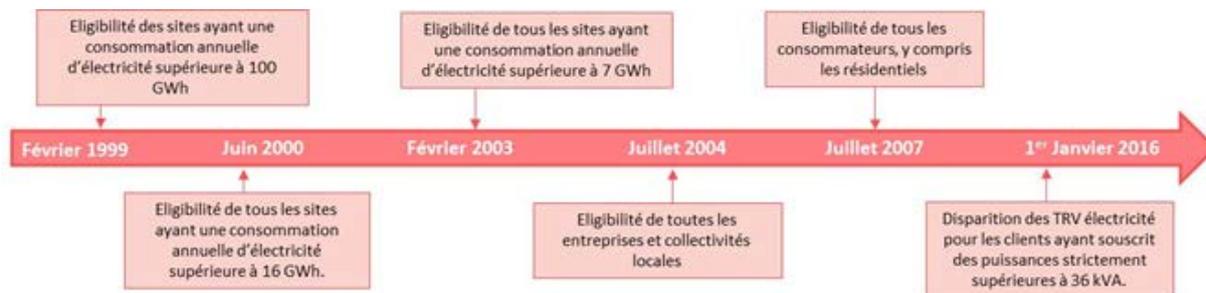
La mission de surveillance du marché de détail donne lieu – outre l’élaboration du présent rapport – aux activités suivantes :

- le développement d’outils de modélisation du fonctionnement du marché ;
- l’élaboration des indicateurs et leur publication, notamment dans l’observatoire trimestriel des marchés de détail ;
- des recommandations ou communications de la CRE ;
- des échanges avec les autorités nationales et européennes.

La CRE entretient des échanges réguliers avec les autres autorités administratives nationales telles l’Autorité de la concurrence (Adc), l’Autorité des marchés financiers (AMF) et l’Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP), la Commission Nationale de l’Informatique et des Libertés (CNIL), ainsi qu’avec la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF). En parallèle, la CRE contribue aux travaux relatifs au marché de détail menés par l’ACER et le Conseil des régulateurs européens de l’énergie (CEER).

3. Étapes de l'ouverture du marché de l'électricité

Les grandes étapes de l'ouverture du marché français de l'électricité sont les suivantes :



L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2014, **36,5 millions de sites**⁶, pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **424 TWh**⁷.

La CRE analyse le marché à partir d'une décomposition en quatre segments de clientèle (cf. tableau 1) :

Tableau 1. Segments de clientèle en électricité

Segment de clientèle	Puissance souscrite P_s	Niveau de tension
Sites résidentiels	$P_s \leq 36 \text{ kVA}$	Basse tension (BT)
Petits sites non résidentiels	$P_s \leq 36 \text{ kVA}$	Basse tension (BT)
Moyens sites non résidentiels	$36 \text{ kW} < P_s < 250 \text{ kW}$	Basse tension (BT) Haute tension A (HTA)
Grands sites non résidentiels	$P_s \geq 250 \text{ kW}$	Haute tension A (HTA) Haute tension B (HTB)

Sources : GRT, GRD

Grands sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).

Sites moyens non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle généralement comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).

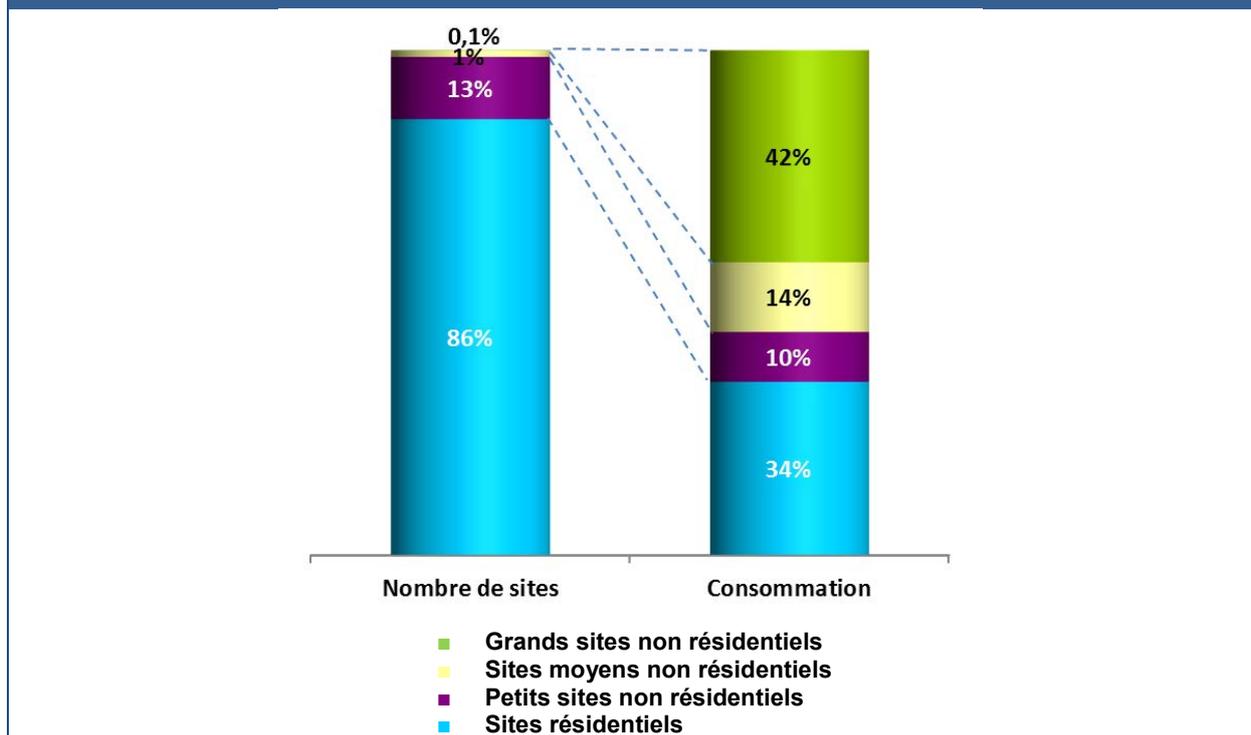
Petits sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (petits commerces, professions libérales, artisans, etc.). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

Sites résidentiels : sites de particuliers. Leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle est pour la majorité des sites inférieure à 10 MWh.

⁶ Hors zones non interconnectées.

⁷ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 422 TWh.

Figure 1. Typologie des sites en électricité au 31 décembre 2014



Sources : GRT, GRD, fournisseurs - Analyse : CRE

Deux types d'offres existent sur le marché de détail de l'électricité, les tarifs réglementés de vente, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques, et les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs. Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'ACS (Assurance Complémentaire Santé), à la CMU-C ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 peuvent bénéficier des tarifs sociaux.

Conformément aux dispositions des articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie, les clients résidentiels et non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir à tout moment entre une offre aux tarifs réglementés de vente et une offre de marché. Ces clients peuvent changer d'offre à tout moment, sans délai et sans frais, pour une offre à prix de marché ou pour un tarif réglementé de vente de même caractéristiques de consommation.

Selon les dispositions de l'article L 337-9 du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA perdureront jusqu'au 31 décembre 2015, date à partir de laquelle ces clients ne seront plus éligibles aux tarifs réglementés⁸. Ces clients doivent nécessairement choisir une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016. Le paragraphe III de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 dispose que les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date de suppression des TRV basculeront automatiquement sur une offre par défaut, proposée par leur fournisseur trois mois avant cette date. Cette offre par défaut, dite « offre transitoire » (OT), est résiliée automatiquement au bout de six mois.

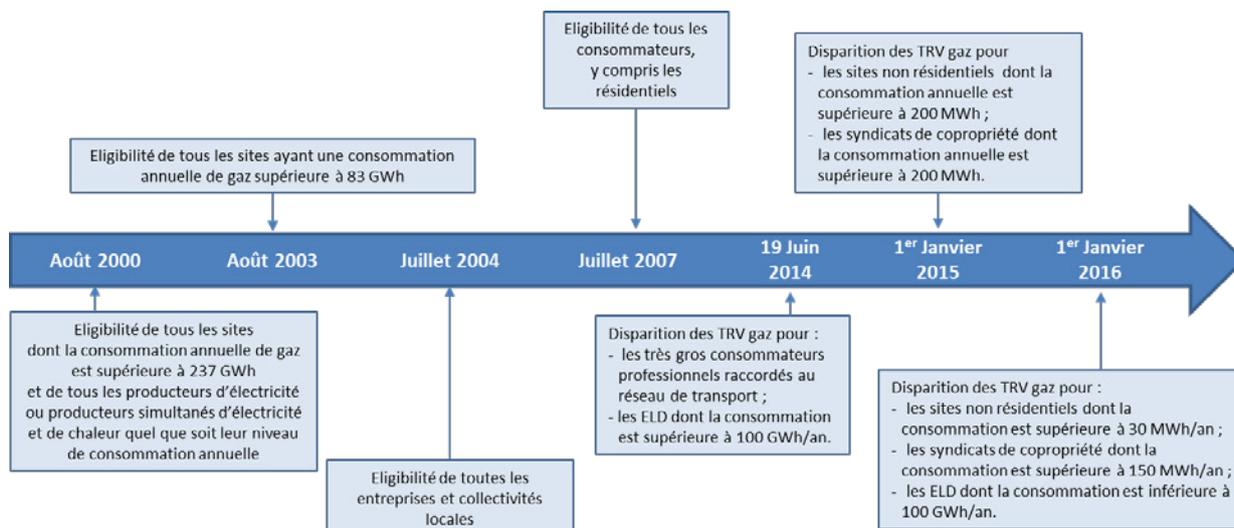
La loi NOME du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), entré en vigueur le 1^{er} juillet 2011. Ce dispositif consiste, pour les fournisseurs alternatifs d'électricité, en un accès à l'électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF, à savoir le parc nucléaire en activité au moment de la promulgation de la loi NOME. Cet accès est régulé : ses caractéristiques, notamment son prix, sont fixées par les pouvoirs publics.

⁸ Il existe des cas particuliers : les clients aux tarifs bleus ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA, et les clients aux tarifs jaunes et verts ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Ceux-ci représentent un nombre limité de clients. Leur éligibilité aux tarifs réglementés est précisée dans la délibération de la CRE du 27 novembre 2014.

Le volume annuel total d'ARENH cédé à l'ensemble des fournisseurs est plafonné à 100 TWh. Cette électricité est exclusivement destinée à la consommation des clients finals situés en France métropolitaine.

4. Étapes de l'ouverture du marché du gaz naturel

Les grandes étapes de l'ouverture du marché français du gaz naturel (hors grisou, gaz industriels et réseaux de GPL) sont les suivantes :



L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2014, **11,4 millions de sites**, pour une consommation annuelle de gaz d'environ **469 TWh**⁹.

Le marché se divise en trois segments (cf. Figure 2) :

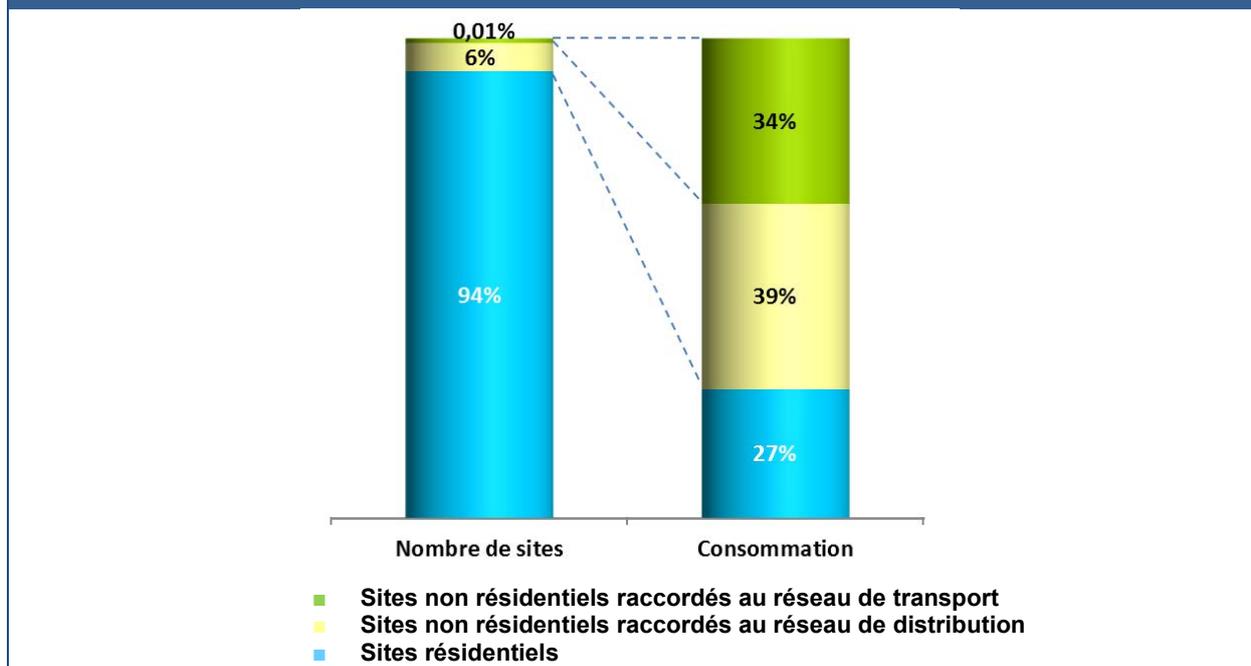
Sites non résidentiels transport : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.

Sites non résidentiels distribution : sites non résidentiels, copropriétés et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.

Sites résidentiels : sites de consommation des clients particuliers.

⁹ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport), représentant une consommation d'environ 466 TWh et un nombre de sites de 11,3 millions au 31 décembre 2014.

Figure 2. Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2014



Sources : GRT, GRD, fournisseurs - Analyse : CRE

Deux types d'offres existent sur le marché de détail du gaz, les tarifs réglementés de vente (TRV), proposés exclusivement par les fournisseurs historiques, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, et les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs. Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'ACS (Assurance Complémentaire Santé), à la CMU-C ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 peuvent bénéficier des tarifs sociaux.

Les clients résidentiels et non résidentiels dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 30 MWh peuvent souscrire une offre de marché ou une offre aux tarifs réglementés à tout moment et sans frais.

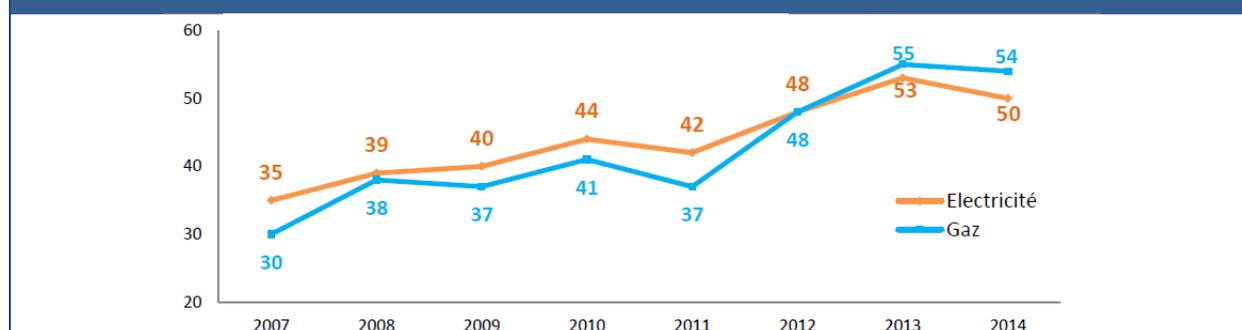
Les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh actuellement aux tarifs réglementés devront choisir une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016, date à laquelle ces clients ne seront plus éligibles aux tarifs réglementés.

SECTION 1 – État des lieux au 31 décembre 2014

Introduction : À peine plus d'un Français sur deux sait qu'il peut faire jouer la concurrence sur les marchés de détail

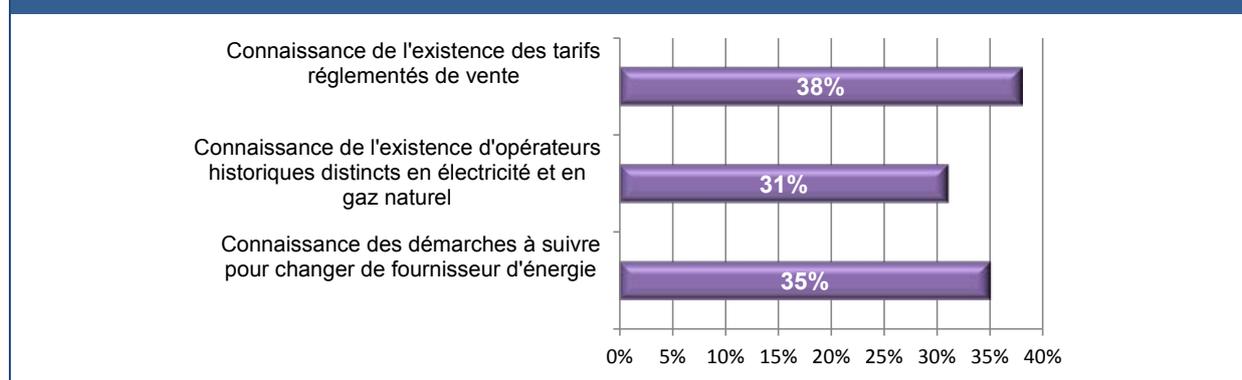
Le 8^{ème} baromètre annuel énergie-info sur l'ouverture des marchés¹⁰, réalisé par le médiateur national de l'énergie et la CRE, rendu public le 3 octobre 2014, montre que plus d'un Français sur deux sait qu'il peut faire jouer la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. En augmentation depuis l'ouverture du marché à la concurrence, la connaissance du droit au changement de fournisseur plafonne au niveau de 2013 : 54 % des foyers consommateurs de gaz savent qu'ils peuvent changer de fournisseur de gaz et 50 % des foyers consommateurs d'électricité savent qu'ils peuvent changer de fournisseur d'électricité. Les modalités pratiques du changement de fournisseur d'énergie restent encore floues : 65 % des foyers déclarent ne pas connaître la marche à suivre pour changer de fournisseur d'énergie. Peu de foyers ont d'ailleurs décidé de franchir le pas puisque seuls 10 % des foyers déclarent avoir déjà changé de fournisseur d'énergie. Une démarche davantage engagée par les consommateurs de gaz (18 %, stable depuis 2010) que les consommateurs exclusifs d'électricité (4 %, stable depuis 2010). Les ménages français préfèrent encore à 62 % avoir un seul et unique fournisseur pour les deux énergies. Un choix pas uniquement motivé par un bénéfice « coût » puisque pour 40 % cela revient « au même prix » d'avoir le même fournisseur (vs. 30 % qui estiment que cela revient « moins cher ») mais peut être aussi pour une raison de simplicité.

Figure 3. Connaissance du droit de changer de fournisseur d'énergie (en %)



Source : 8^{ème} édition du baromètre energie-info.fr

Figure 4. Connaissances des consommateurs sur l'ouverture des marchés



Source : 8^{ème} édition du baromètre energie-info.fr - Analyse : CRE

¹⁰ http://www.energie-mediateur.fr/fileadmin/user_upload/Publications/CSA-pour-MNE-Barometre-2014-Principaux-enseignements291014-MNE.pdf

L'organisation du marché de l'énergie demeure un sujet de confusion pour une grande majorité de Français. La définition des missions respectives du fournisseur et du distributeur d'électricité reste assez floue. La confusion persiste aussi en ce qui concerne les deux principaux opérateurs historiques en électricité et en gaz. Bien que ces deux entreprises soient aujourd'hui en concurrence sur le marché, elles restent encore associées dans l'esprit d'une majorité de Français : 30 % pensent qu'elles ne forment qu'une seule entreprise, et 31 % pensent qu'elles sont deux entreprises différentes mais non concurrentes. Seuls 31 % savent qu'EDF et ENGIE sont deux entreprises distinctes et concurrentes.

Le régime des tarifs réglementés reste méconnu par les personnes interrogées. Seulement 38 % d'entre elles déclarent en avoir déjà entendu parler. Bien qu'une large majorité sache que ces tarifs sont fixés par l'état (81 %), 48 % pensent à tort qu'ils peuvent être proposés par l'ensemble des fournisseurs et 69 % pensent à tort que l'on peut obtenir ce tarif pour l'électricité et le gaz chez le même fournisseur. 32 % des personnes interrogées déclarent que les tarifs réglementés sont moins chers que les offres de marché et 33 % pensent qu'ils sont au même prix que les prix du marché. Pour la majorité de personnes interrogées, les tarifs réglementés paraissent – même si ce n'est pas toujours le cas – plus stables dans le temps.

En outre, 56 % des personnes interrogées se considèrent bien informées sur l'ouverture des marchés mais peu d'entre elles (20 %) déclarent avoir cherché personnellement à obtenir des informations.

La présente section vise à l'amélioration de la transparence des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel et à la bonne information des consommateurs. Elle établit, à cette fin, un état des lieux des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel au 31 décembre 2014.

1. Le marché de détail de l'électricité

1.1. Une hausse du nombre des acteurs de marché

Au 31 décembre 2014, sur le marché de détail de l'électricité, 21 fournisseurs nationaux¹¹ actifs¹² (soit 3 fournisseurs en plus par rapport à 2013) sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr.

Les fournisseurs historiques¹³ actifs se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux, sur les segments résidentiel et non résidentiel : EDF
- Les fournisseurs historiques non nationaux : les 150 entreprises locales de distribution.

Les fournisseurs alternatifs¹⁴ actifs sont :

- *Sur le segment résidentiel* : Alterna, Direct Energie, Enercoop, Energem, ENGIE, GEG Source d'Energies, Lampiris, Lucia, Planète Oui, Proxelia et Sélia.

¹¹ Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale.

¹² Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

¹³ Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie, s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs historiques en électricité regroupent EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD).

¹⁴ Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

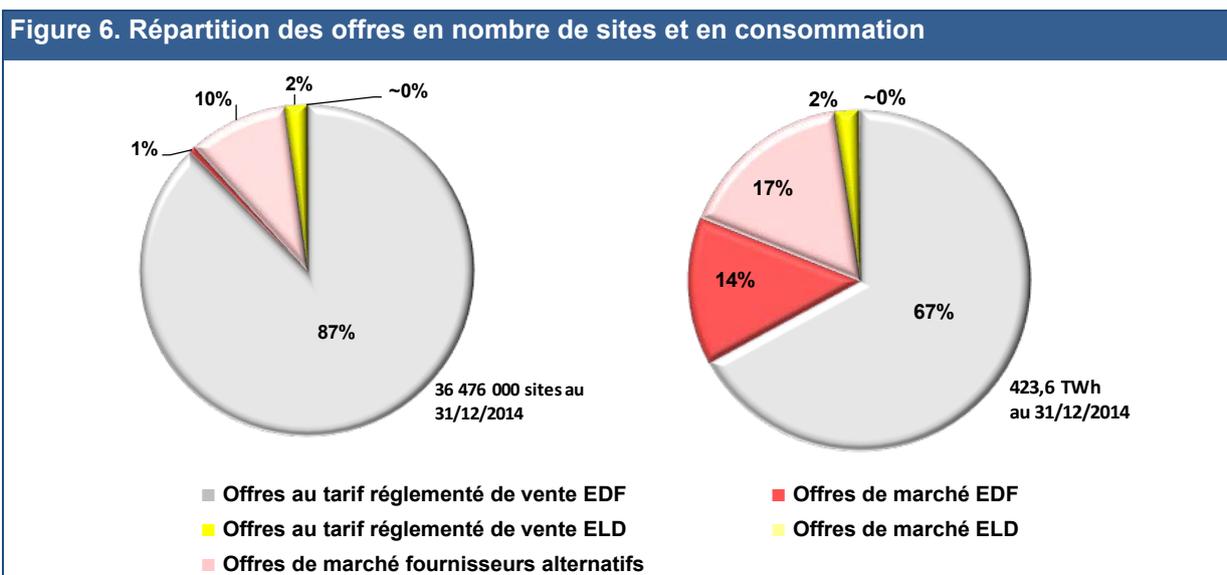
- Sur le segment non résidentiel : Alpiq, Alterna, Axpo, Direct Energie, Edenkia, EON, Enalp, Enel, Enercoop, Energem, Enovos, ENGIE, GEG Source d'Energies, Iberdrola, Lampiris, Lucia, Planète OUI, Proxelia, Sélia et Vattenfall.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis en électricité au 31 décembre 2014 sur les réseaux ERDF, RTE et des six plus grandes ELD. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique (EDF ou les fournisseurs historiques sur le territoire des ELD¹⁵), soit par un fournisseur alternatif.

La Figure 6 présente la répartition des offres entre ces catégories de fournisseurs. Environ 87 % des sites et deux tiers des volumes sont fournis aux tarifs réglementés de vente.



Source : énergie-info.fr - Analyse : CRE



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

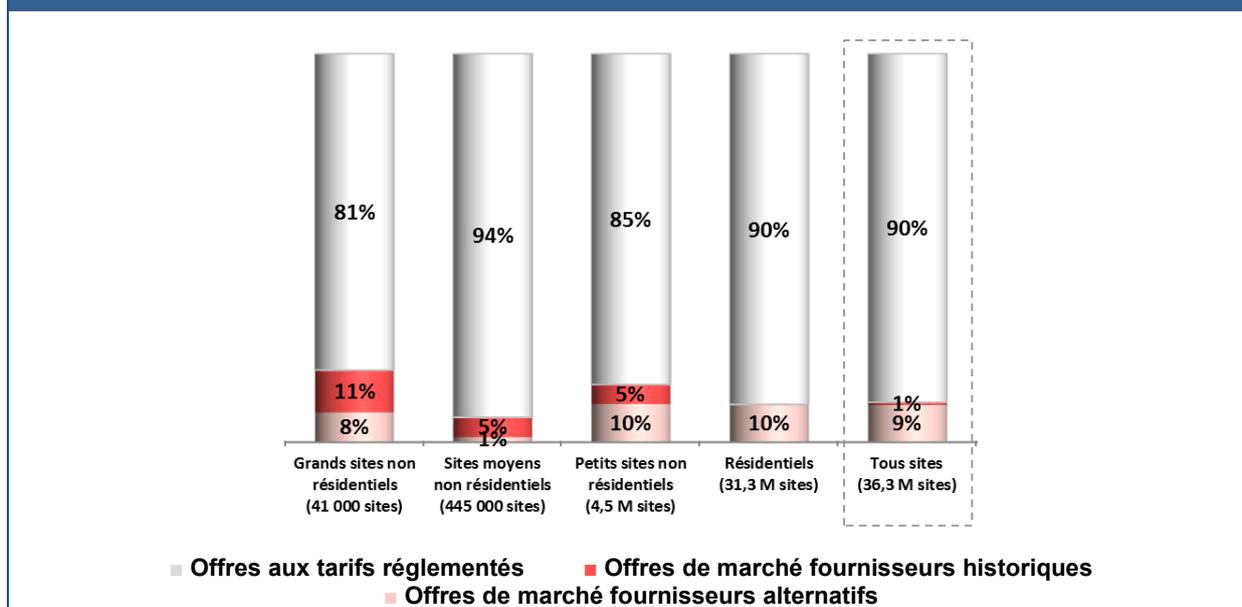
¹⁵ Les fournisseurs historiques sur ces territoires sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'Electricité de Strasbourg), Gaz et Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis-deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

1.2. Bilan de l'ouverture du marché de l'électricité au 31 décembre 2014

1.2.1. Le marché de l'électricité reste toujours dominé par les tarifs réglementés de vente

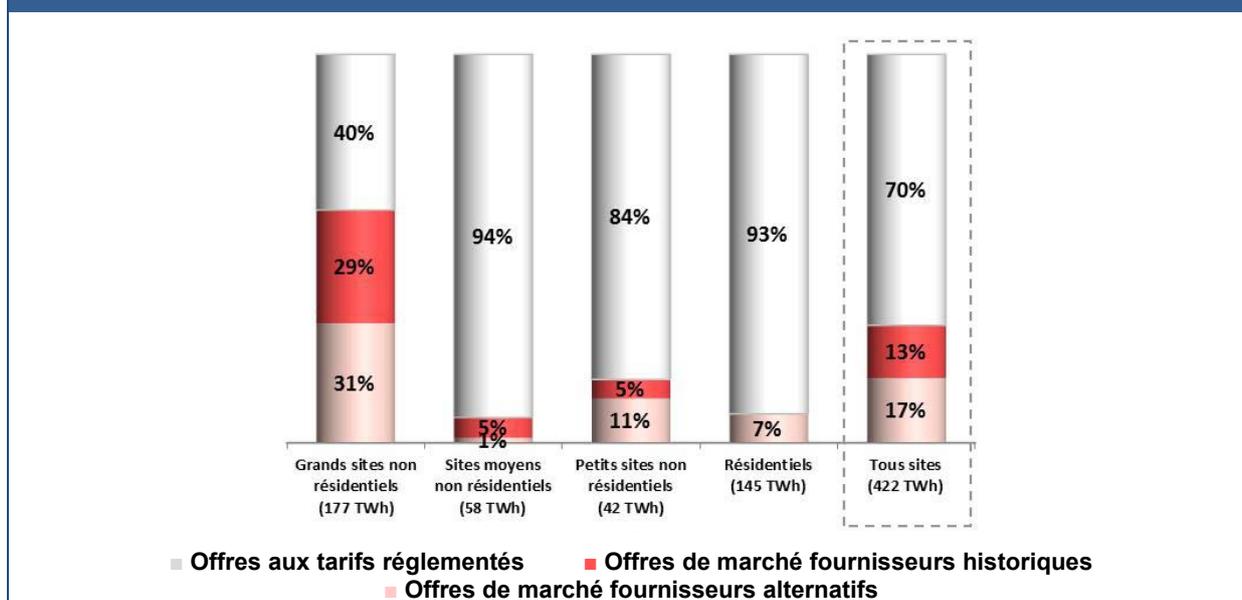
Au 31 décembre 2014, le marché de l'électricité reste toujours largement dominé par les tarifs réglementés de vente avec 90 % des sites toutes catégories confondues, représentant 70 % de la consommation. Ceci est notamment vrai pour les sites moyens non résidentiels pour lesquels le marché est très concentré, alors que ces sites, nombreux, ne pourront plus bénéficier du tarif réglementé de vente (jaune) à partir de janvier 2016. On note donc des disparités de pénétration de la concurrence selon le segment de clientèle.

Figure 7. Répartition des offres par segment de clientèle, en nombre de sites, au 31 décembre 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

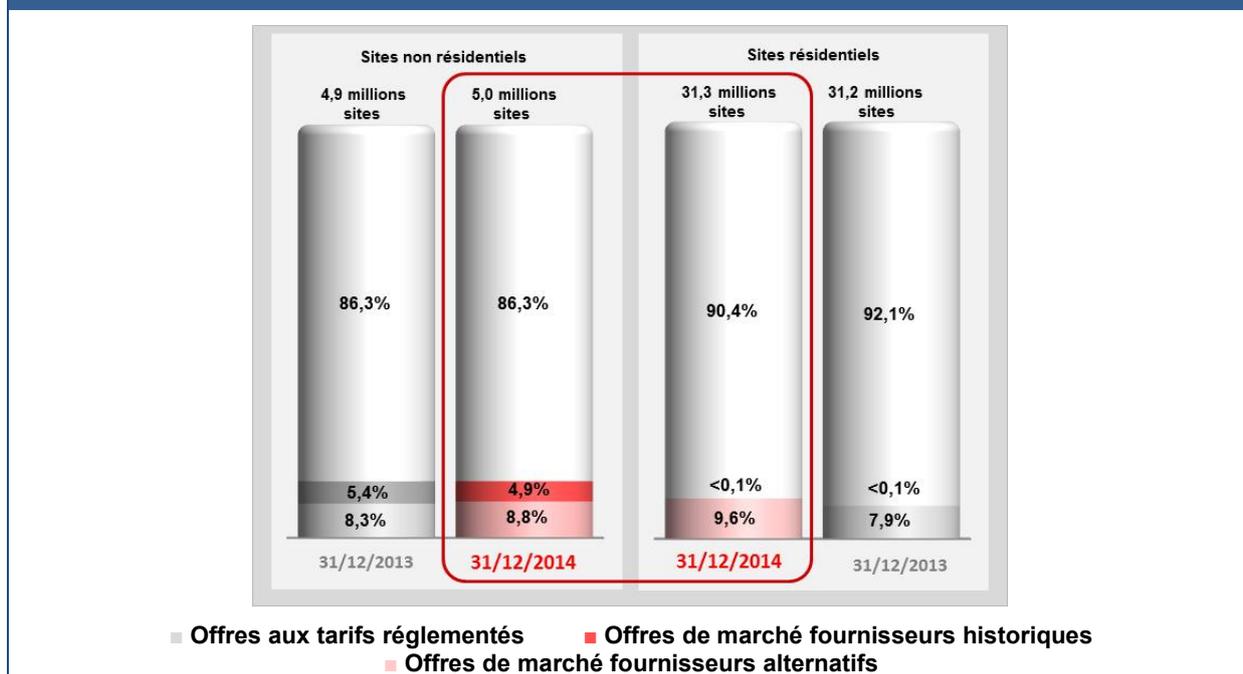
Figure 8. Répartition des offres par segment de clientèle, en consommations annualisées, au 31 décembre 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

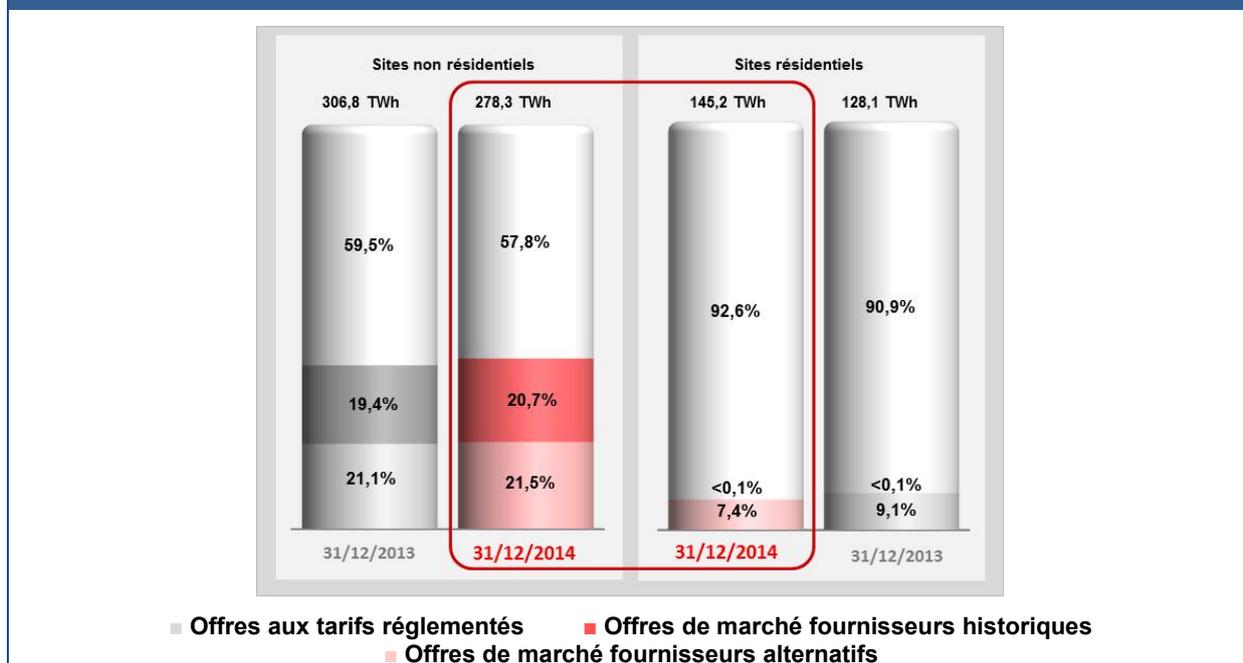
Les graphiques de la Figure 9 et de la Figure 10 présentent le degré d'ouverture par segment en 2014, en le comparant avec celui mesuré au 31 décembre 2013.

Figure 9. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 10. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2013 et 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

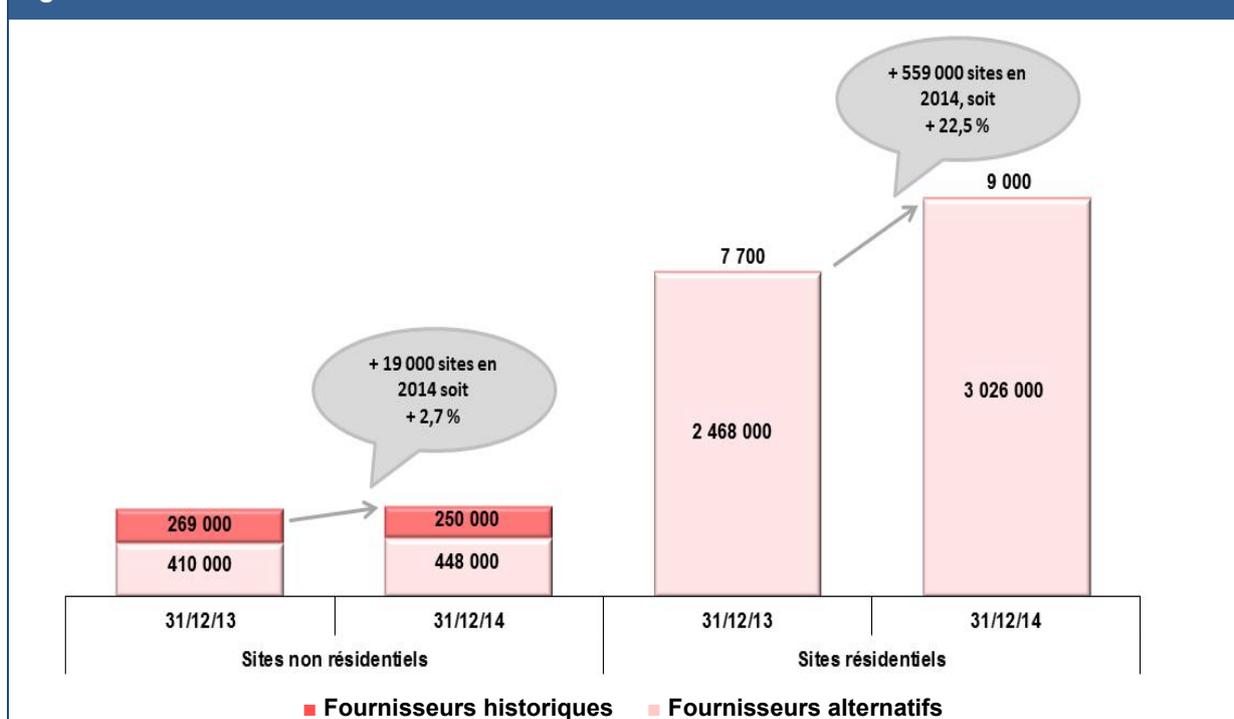
Au 31 décembre 2014, sur le segment résidentiel, les tarifs réglementés représentent 90,4 % des sites et 92,6 % des volumes. Sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent que 57,8 % de la consommation mais toujours 86,3 % des sites, ce qui illustre le fait que ce sont essentiellement les plus gros consommateurs d'électricité qui ont fait jouer la concurrence.

1.2.2. Bien que toujours largement minoritaires, les sites en offre de marché connaissent une hausse significative sur le segment résidentiel, et plus modeste sur le segment non résidentiel

Sur le segment résidentiel, au 31 décembre 2014, 3 035 000 sites sur un total de 31,3 millions sont en offre de marché en électricité, dont plus de 99 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 46 500 sites par mois au cours de l'année 2014, soit +22,5 % sur l'année. Les fournisseurs alternatifs ont gagné dans leur portefeuille 558 000 sites sur l'année 2014 (+ 22,5 %), soit la quasi-totalité des nouveaux sites, alors que le nombre de sites en portefeuille chez les fournisseurs historiques reste stable. En revanche, pour les fournisseurs alternatifs ce gain en clients correspond à une baisse du volume de consommation de 0,8 TWh sur l'année 2014, soit - 6,8 %.

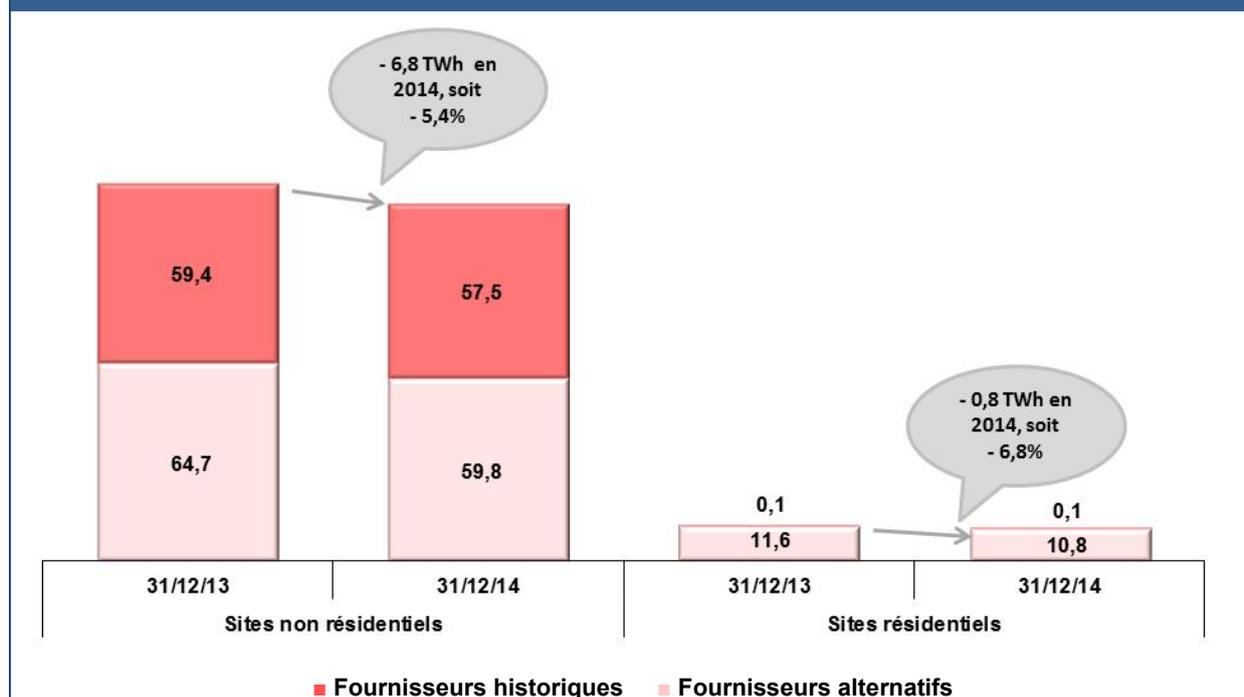
Sur le segment non résidentiel, au 31 décembre 2014, 698 000 sites sur un total de 5,0 millions sont en offre de marché en électricité (+ 2,7 % par rapport à fin 2013), dont environ 64 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites en offre de marché chez les fournisseurs alternatifs est en hausse à fin 2014 (+ 3 % correspondant à 19 000 clients supplémentaires). Sous l'angle de la consommation, on observe que la baisse depuis l'année 2012 continue avec 6,8 TWh de moins en offre de marché, aussi bien pour les fournisseurs historiques que les fournisseurs alternatifs.

Figure 11. Évolution du nombre de sites en offre de marché



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 12. Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh)



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

1.2.3. L'option heure pleine / heure creuse (HP/HC) représente les deux tiers des volumes d'électricité livrés à la clientèle résidentielle d'EDF

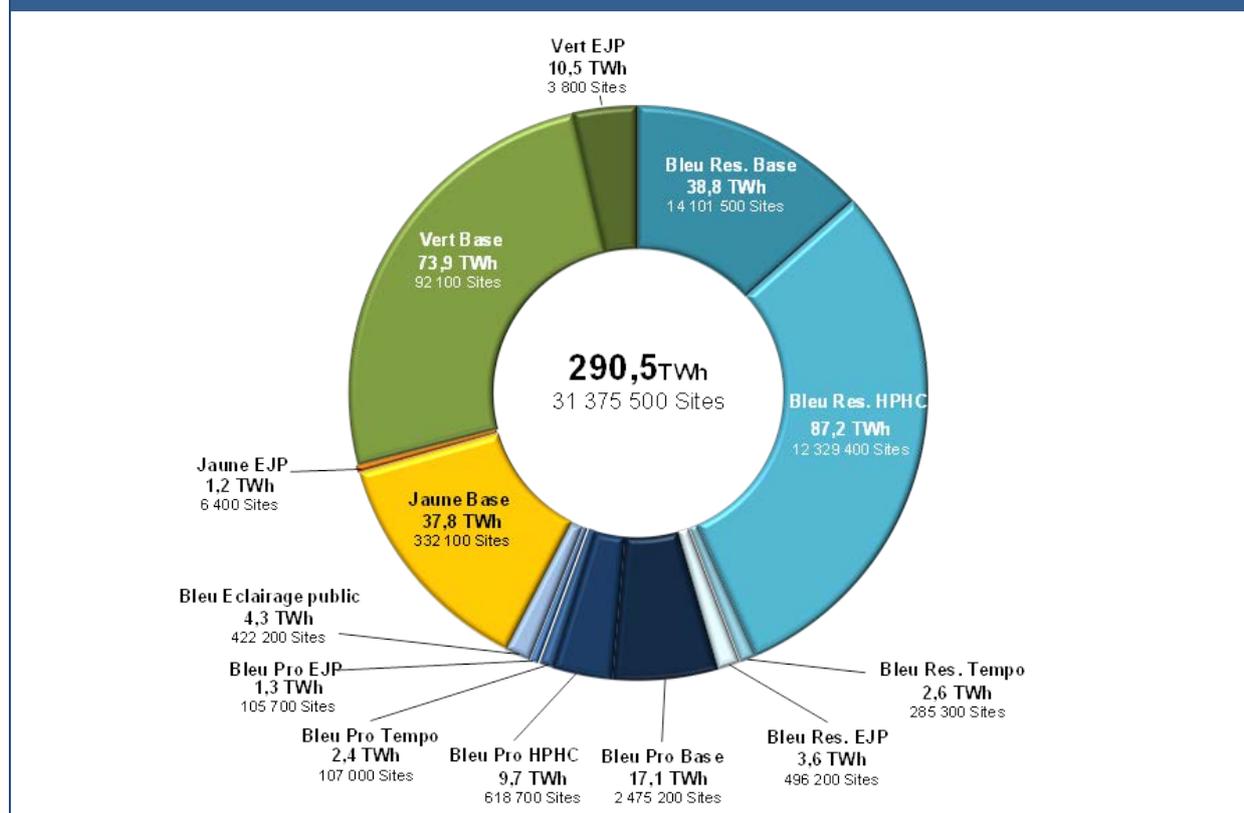
La répartition des sites et des volumes des clients aux tarifs réglementés de vente chez EDF, présentée Figure 13, a été élaborée à partir de la base des clients d'EDF à la fin de l'année 2014. Les volumes d'électricité présentés correspondent aux données de consommation réalisées en 2014 (corrigées des effets du climat).

L'option heure pleine / heure creuse (HP/HC) représente les deux tiers des volumes d'électricité livrés à la clientèle résidentielle d'EDF aux tarifs réglementés de vente.

Les tarifs à effacement, qui présentent un intérêt pour la gestion de la pointe électrique, représentent encore 21,6 TWh, mais ce volume est en baisse de 3,7 % par rapport à 2011. Pour le segment bleu, seul le tarif TEMPO résidentiel (2,6 TWh pour un environ 285 000 clients) est encore proposé par EDF, les autres (TEMPO PRO et EJP) sont en extinction.

Les tarifs jaunes et verts, qui représentent près de 123 TWh au total, soit 42 % des volumes livrés par EDF aux tarifs réglementés, sont amenés à disparaître avant le 31 décembre 2015. Les clients qui en bénéficient devront alors souscrire une offre de marché chez un fournisseur alternatif ou chez EDF.

Figure 13. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2014



Source : EDF

1.2.4. Répartition des offres de marché : seuls deux fournisseurs se partagent le secteur résidentiel, pour les grands clients industriels le fournisseur historique reste majoritaire

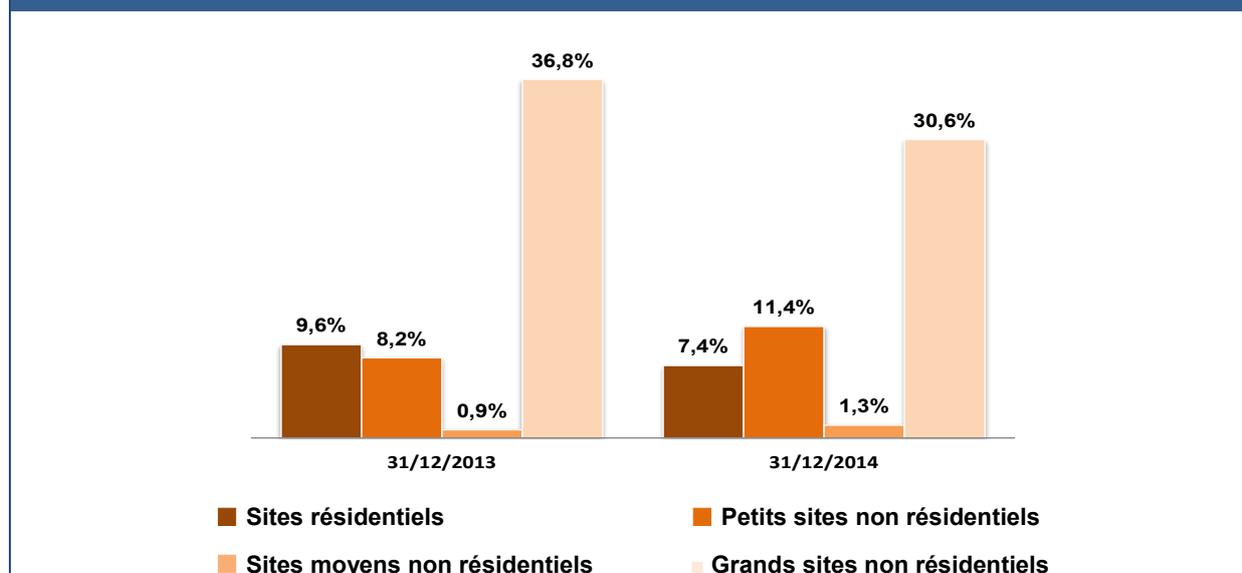
La Figure 14 illustre le développement de la concurrence sur les différents segments de consommateurs entre 2013 et 2014 en se fondant sur la segmentation telle que détaillé au paragraphe 3 de la présentation générale.

L'activité concurrentielle se concentre quasi-exclusivement sur les grands sites non résidentiels, qui ont, pour beaucoup, fait jouer leur éligibilité et, dès lors, ne peuvent plus bénéficier des tarifs réglementés de vente.

À la suite de la disparition du TaRTAM au 30 juin 2011, ces clients ont basculé dans la nouvelle organisation du marché de l'électricité et ont fait l'objet d'une importante pression concurrentielle.

Le développement concurrentiel est quasi-inexistant sur le segment des sites moyens non résidentiels qui bénéficient toujours à la fin de 2014, pour 94 % d'entre eux, des tarifs réglementés de vente, lesquels demeurent toujours inférieurs aux prix des offres de marché (cf. section 2). Ces sites, ne pourront plus bénéficier du tarif réglementé de vente (jaune) à partir de janvier 2016. On note donc des disparités de pénétration de la concurrence selon le segment de clientèle.

Figure 14. Taux de pénétration en volume des fournisseurs alternatifs par segment de clients



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

1.2.5. Répartition des offres de marché : seuls deux fournisseurs se partagent le segment résidentiel, pour les grands clients industriels le fournisseur historique reste majoritaire

Les parts des offres de marché présentées ci-dessous ont été calculées en se fondant sur les données transmises par les gestionnaires de réseau, qui ne connaissent pas l'identité du fournisseur qui alimente un site mais celle du responsable d'équilibre (RE) au périmètre duquel ce site est rattaché. Les parts de marché des fournisseurs diffèrent légèrement de celles des RE.

Les trois graphiques ci-après font apparaître les parts de marché par RE sur le marché libre, c'est-à-dire pour les sites fournis en offre de marché. Les RE qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont rassemblés dans la catégorie « Autres ». Ces parts de marché sont présentées à fin 2014, ainsi qu'en évolution par rapport à fin 2013, en nombre de sites et en consommation annualisée, pour les différents RE au périmètre desquels sont rattachés des consommateurs sur les segments suivants :

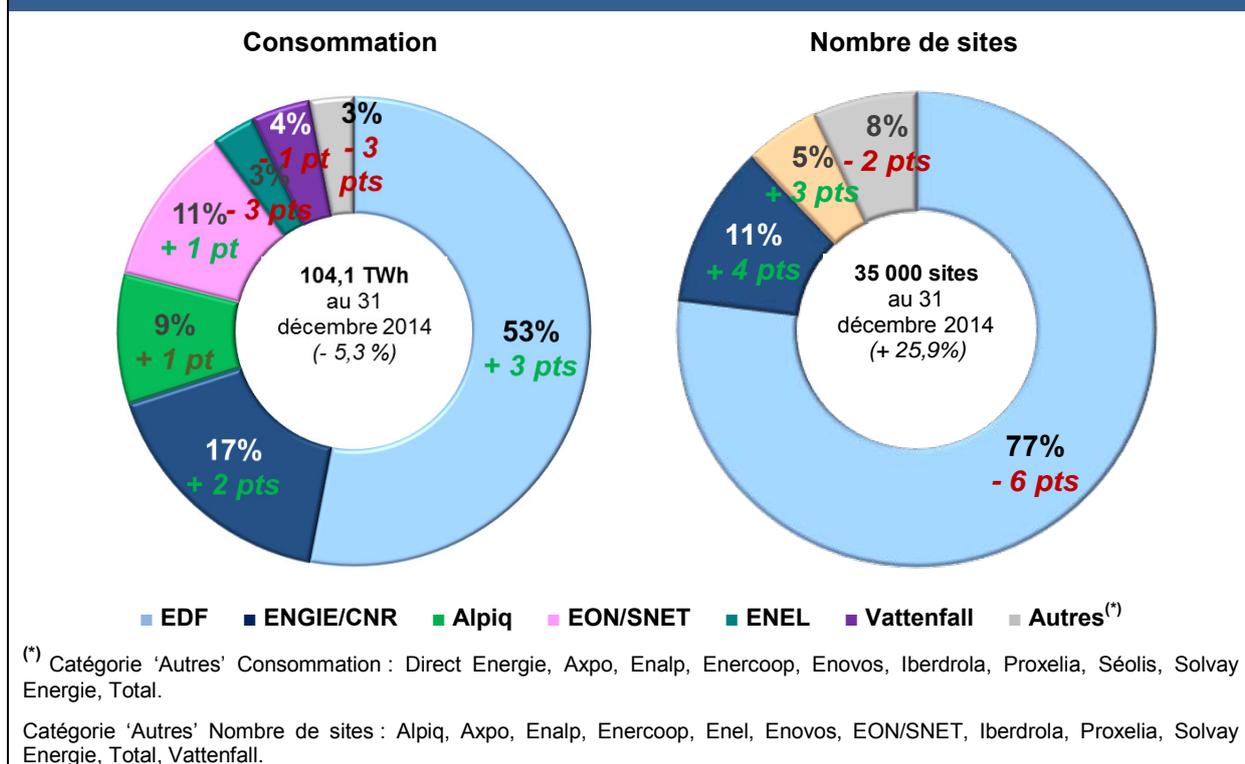
- ✓ Moyens et grands sites non résidentiels ;
- ✓ Petits sites non résidentiels ;
- ✓ Sites résidentiels.

Sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels (Figure 15), EDF détient 77 % du marché libre en nombre de sites, en baisse par rapport à 2013. La situation est toutefois plus contrastée en volume, même si les fournisseurs alternatifs livrent à peine la moitié de la consommation en offre de marché, soit 47 %.

Sur le segment des petits sites non résidentiels (Figure 16), EDF détient 30 % du marché libre en consommation, en baisse de 14 points par rapport à 2013, alors que le reste est détenu par Direct Energie et ENGIE qui se partagent le marché avec une part de 36 % et 33 % respectivement.

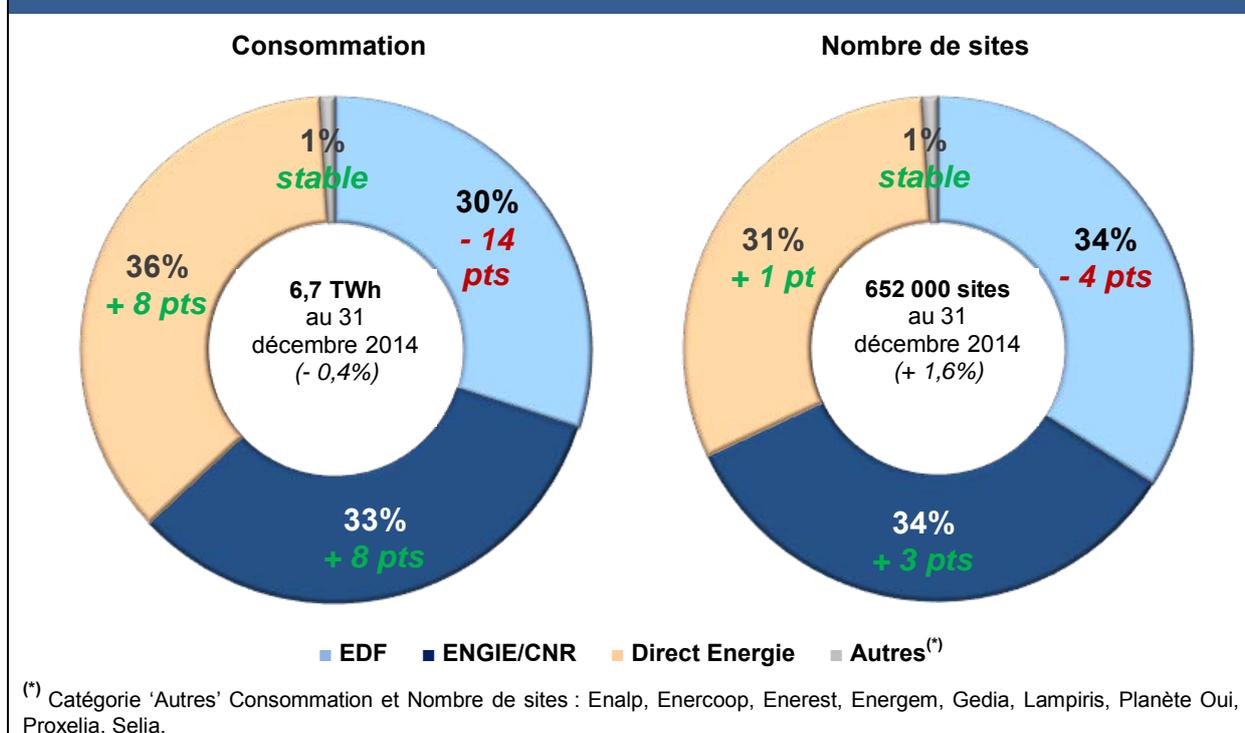
Sur le segment résidentiel, ENGIE et Direct Energie se partagent le marché libre en nombre de sites et en consommation. ENGIE représente environ deux-tiers du marché ouvert à la concurrence, en notant une baisse du volume de 5 points, récupérés par Direct Energie. Les autres fournisseurs actifs y sont marginaux.

Figure 15. Répartition des offres de marché des responsables d'équilibre à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels



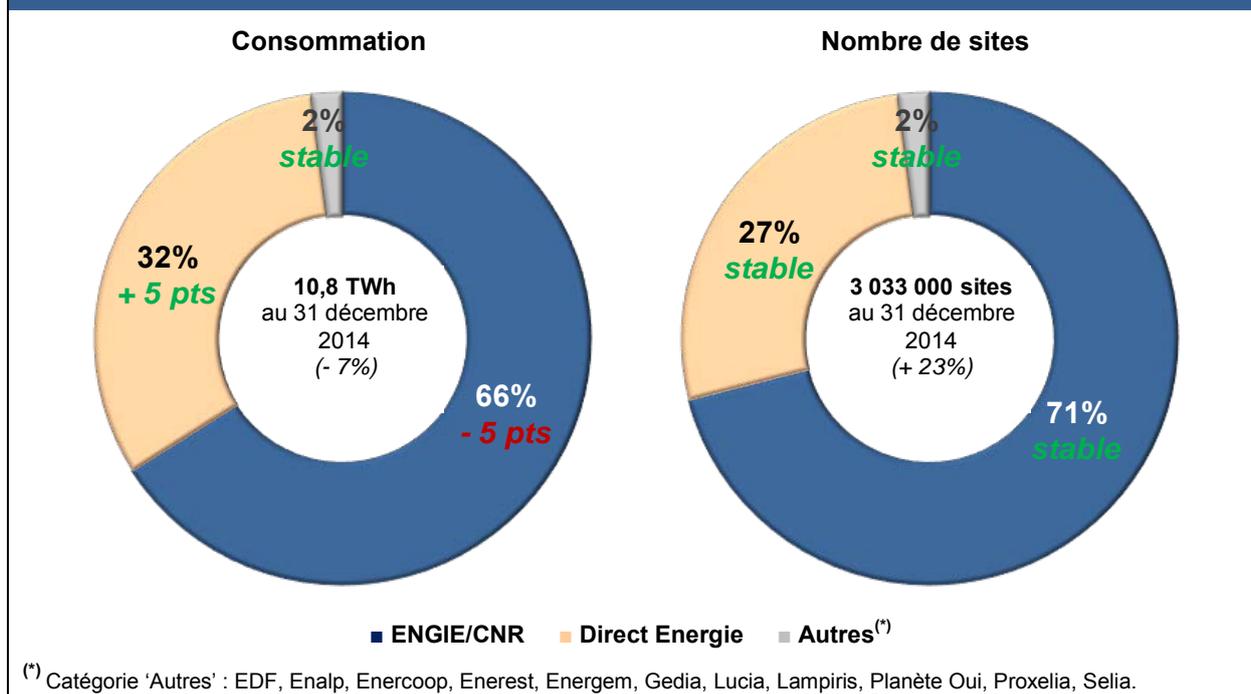
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 16. Répartition des offres de marché des responsables d'équilibre à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013 sur le segment des petits sites non résidentiels



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 17. Répartition des offres de marché des responsables d'équilibre à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013 sur le segment résidentiel

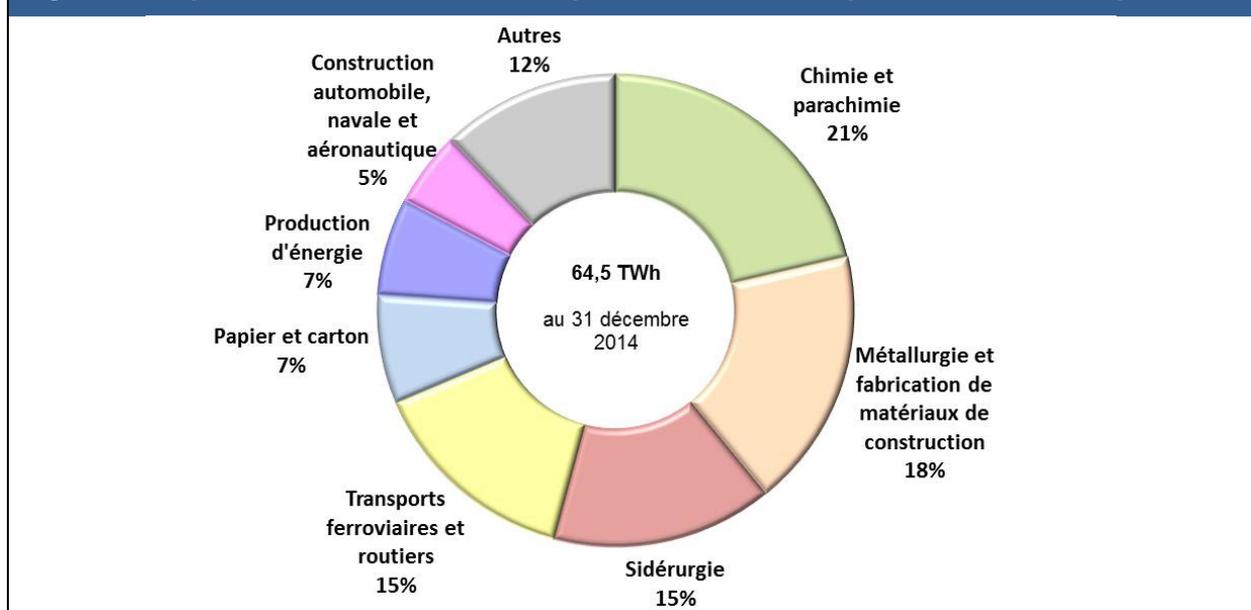


Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

1.2.6. La consommation des sites industriels « transport » est en baisse par rapport à 2012

La Figure 18 présente la répartition par secteur d'activité des volumes fournis aux sites raccordés au réseau de RTE au 31 décembre 2014, pour un volume global annuel de 64,5 TWh (en baisse de 2,5 points par rapport à 2012). La consommation d'électricité des grands sites industriels concerne pour environ 40 % la métallurgie et la chimie, et pour environ 30 % le transport et la sidérurgie.

Figure 18. Répartition des consommations par secteur d'activité pour les clients transport



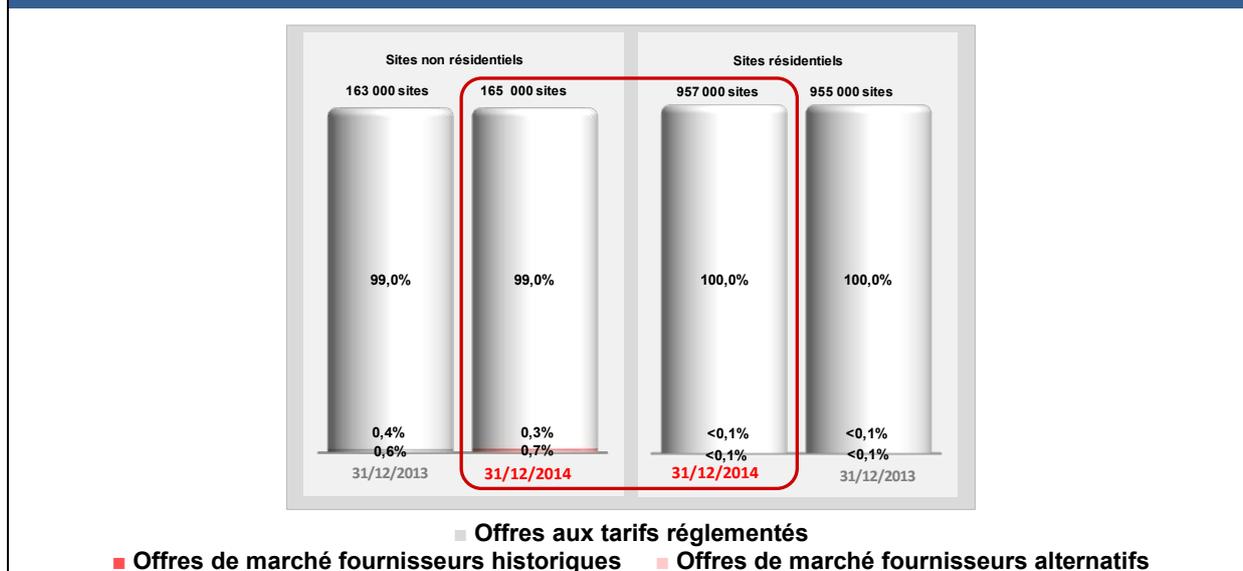
Source : RTE

1.2.7. Sur le territoire des ELD, la concurrence est quasiment inexistante pour les clients résidentiels et très faible pour les clients non résidentiels

Sur le territoire des six principales ELD, la concurrence est quasiment inexistante pour les clients résidentiels et très faible pour les clients non résidentiels.

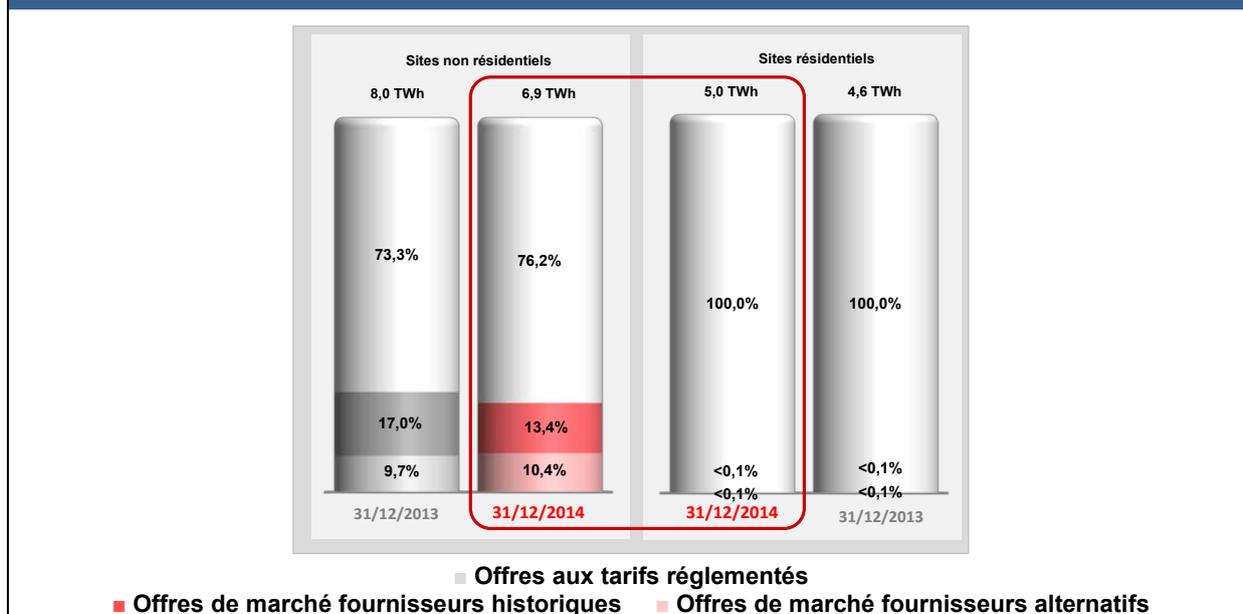
En nombre de sites, quel que soit le segment de clientèle, il n'y a pas eu d'évolution significative entre 2013 et 2014. Les clients sont fournis aux tarifs réglementés de vente pour 99,0 % chez les non résidentiels et 100 % chez les résidentiels à la fin de l'année 2014.

Figure 19. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 20. Évolution de la répartition des volumes par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD

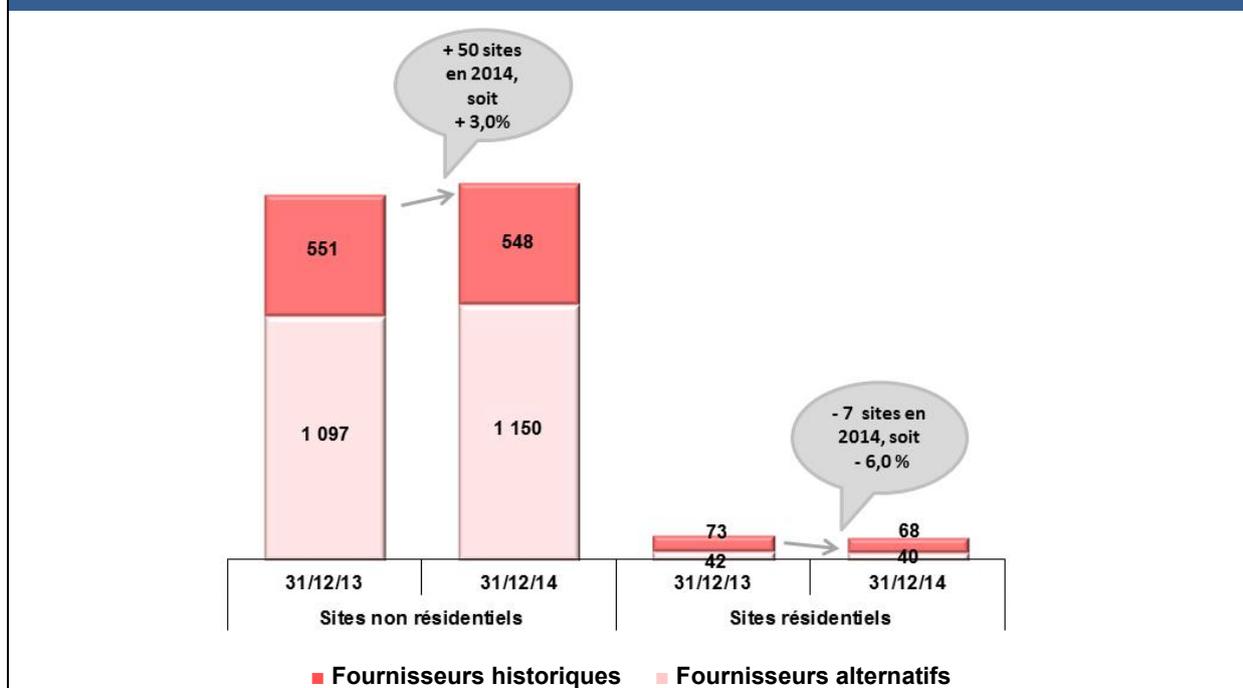


Source : GRD - Analyse : CRE

Comme en 2013, la totalité des sites résidentiels a opté pour les tarifs réglementés de vente, pour un total de 5,0 TWh à la fin de l'année 2014.

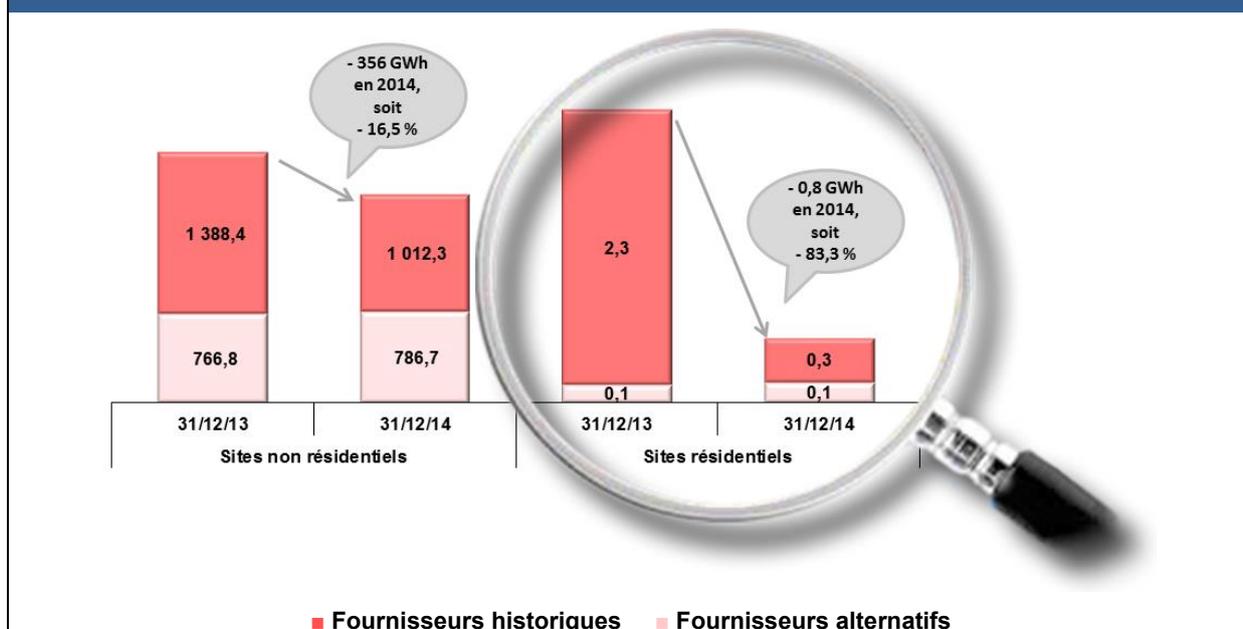
Sur le segment des sites non résidentiels, sur un total de 6,9 TWh (dont 5,7 TWh au tarif réglementé de vente), les fournisseurs alternatifs ont vu leur part de marché augmenté de 0,7 point entre fin 2013 et fin 2014.

Figure 21. Évolution du nombre de sites en offre de marché sur le territoire des ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 22. Évolution de la consommation annualisée en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh)



Source : GRD ; Analyse : CRE

En 2014, le volume de consommation des sites résidentiels en offre de marché a connu une forte baisse de 83,3 %. Ceci s'explique par le transfert des clients anciennement en offre de marché chez Enerest au tarif réglementé de vente chez ES Energies, à la suite de l'acquisition d'Enerest par ES Energies. Depuis leur fusion en mai 2013, ES Energies est considéré comme un fournisseur historique, en mesure de proposer des tarifs réglementés sur l'agglomération de Strasbourg. La conversion des clients en offre de marché vers les tarifs réglementés par ES Energies est en cours d'analyse par les services de la CRE.

Sur le segment des clients non résidentiels, le nombre de sites en offre de marché a augmenté de 3 % sur l'année, alors que les consommations associées ont diminué de 16,5 %. La progression en volume augmente chez les fournisseurs alternatifs, alors qu'elle diminue chez les fournisseurs historiques.

1.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail

Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle d'ENGIE a été étudiée séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs pour permettre de comparer le développement sur le marché de l'électricité du principal opérateur historique de gaz naturel par rapport à l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs nouveaux entrants.

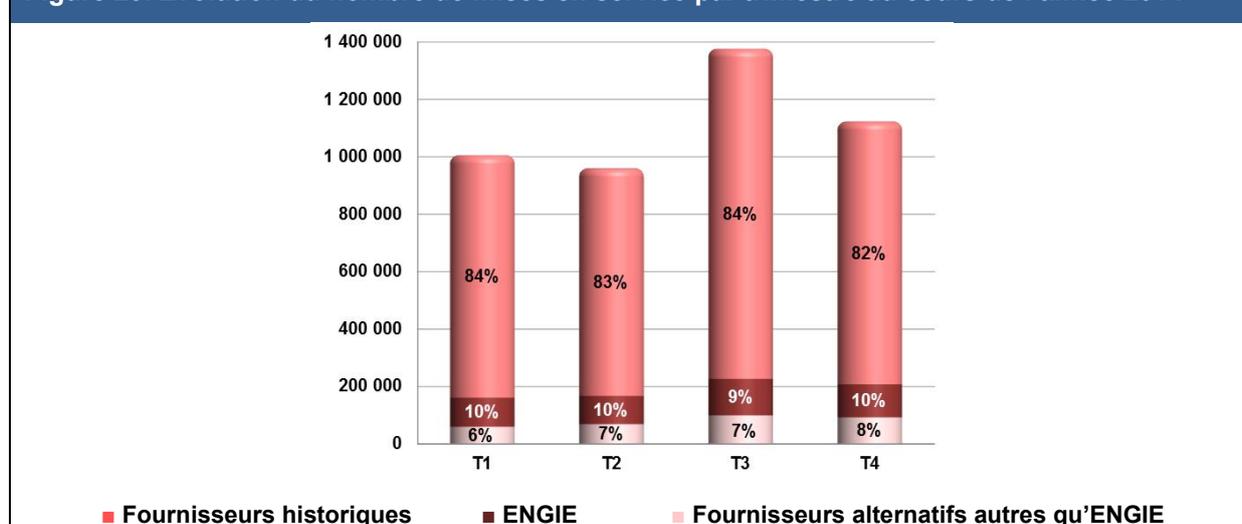
1.3.1. Les fournisseurs historiques réalisent une large majorité des mises en services, alors que les fournisseurs alternatifs sont plus présents lors des changements de fournisseur

Les fournisseurs historiques réalisent une très large majorité des mises en service (création de nouveaux sites ou emménagement d'un nouveau client sur un site existant). Les fournisseurs alternatifs sont en revanche plus actifs sur les changements de fournisseur.

Mises en service

Sur l'année 2014, en moyenne, 83 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques, 10 % chez ENGIE et 7 % chez les fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE (contre 87 % en 2013). Comme la CRE l'avait déjà constaté les années précédentes, les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) semblent être contactés de façon préférentielle par les clients lors des mises en service.

Figure 23. Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2014

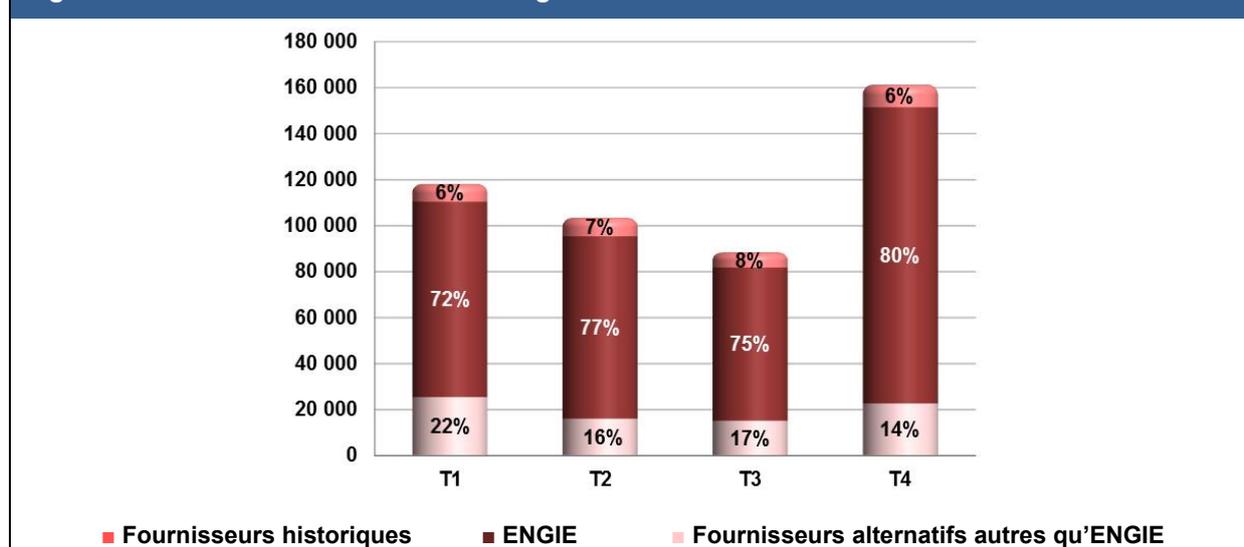


Source : GRD - Analyse : CRE

Changements de fournisseur

Les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs, et surtout en 2014, en particulier d'ENGIE, qui parvient à capter plus de clients que l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs réunis (Figure 24). Parmi les clients ayant changé de fournisseur en 2014, 76 % ont souscrit un contrat chez ENGIE (contre 53 % en 2013), 17 % chez un fournisseur alternatif autre qu'ENGIE (contre 34 % en 2013) et 7 % chez un fournisseur historique (contre 8 % en 2013).

Figure 24. Évolution du nombre de changements de fournisseur au cours de l'année 2014

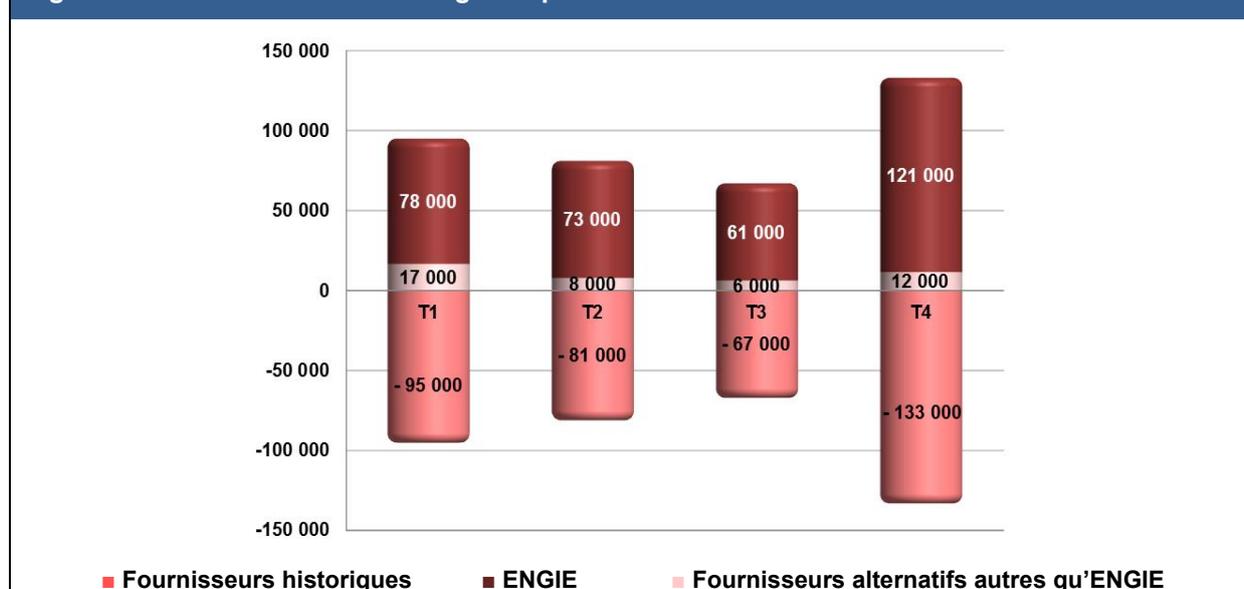


Source : GRD - Analyse : CRE

Démarchage net

Le « démarchage net », présenté à la Figure 25, reflète l'évolution réelle du portefeuille d'un fournisseur pour les seuls clients qu'il a acquis ou perdus à la suite d'un changement de fournisseur.

Figure 25. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2014



Source : GRD - Analyse : CRE

Le flux de clients dû au démarchage net sur le marché de détail d'électricité est positif sur l'année 2014 pour tous les fournisseurs alternatifs et surtout pour ENGIE qui gagne beaucoup de clients dans son portefeuille et en perd que très peu, et négatif pour les fournisseurs historiques.

A noter que le basculement d'un tarif réglementé vers une offre de marché au sein d'un même fournisseur historique n'est pas comptabilisé en tant que changement de fournisseur.

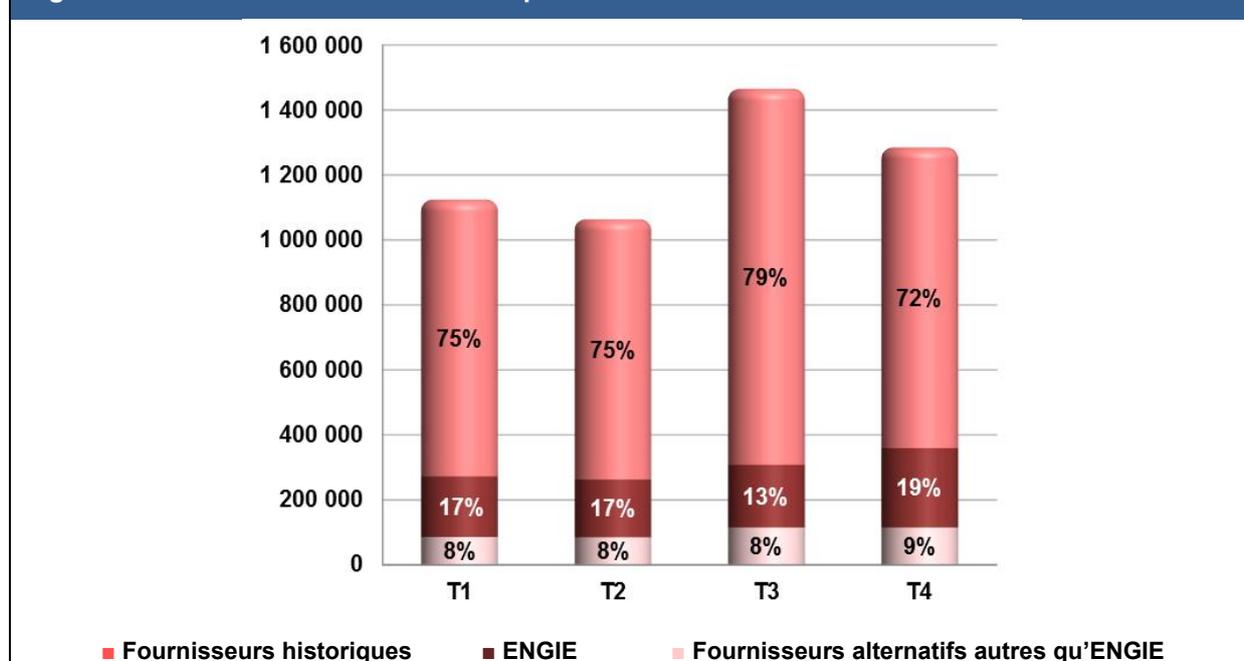
Entrées en portefeuille

Ventes brutes

Les ventes brutes représentent la somme des changements de fournisseur et des mises en service. Elles permettent de mesurer les entrées en portefeuille des fournisseurs, sans tenir compte des clients qu'ils peuvent perdre sur la période.

En 2014, en moyenne 75 % des nouveaux contrats conclus, tous segments confondus, l'ont été par des fournisseurs historiques, 17 % par ENGIE qu'on voit de plus en plus présent, et 8 % par les autres fournisseurs alternatifs.

Figure 26. Évolution des ventes brutes par trimestre au cours de l'année 2014



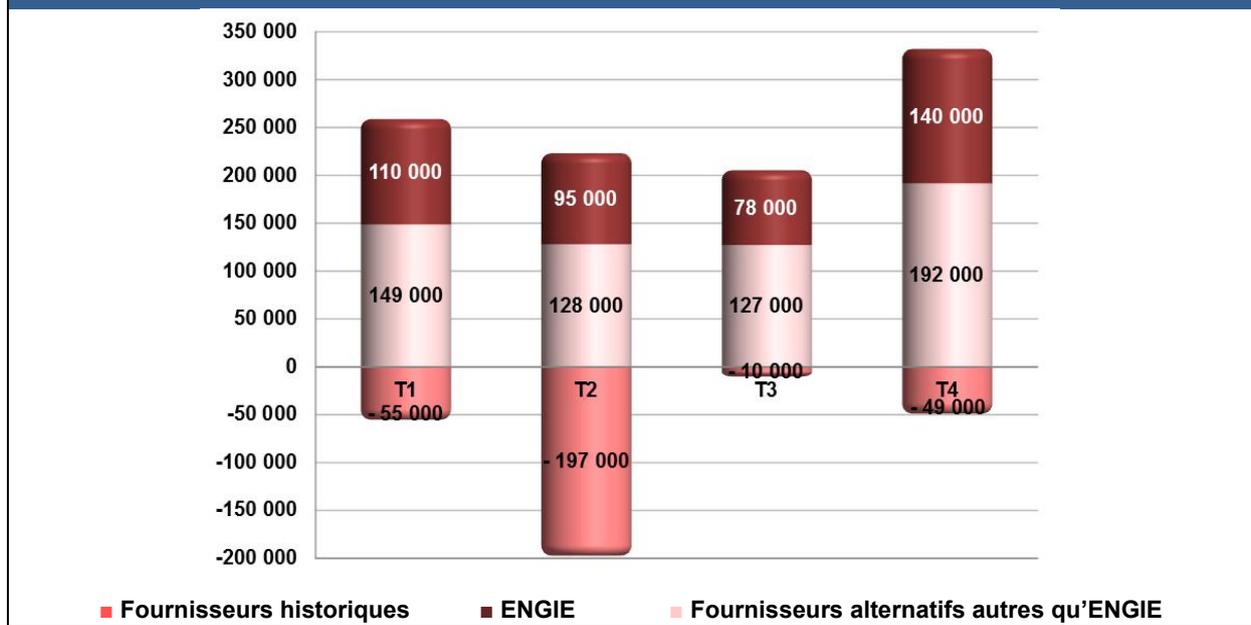
Source : GRD - Analyse : CRE

Ventes nettes

Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu.

Au cours de l'année 2014, les fournisseurs historiques ont perdu des sites, surtout au deuxième semestre. En revanche, les fournisseurs alternatifs ont gagné des sites tout au long de l'année.

Figure 27. Évolution des ventes nettes par trimestre au cours de l'année 2014



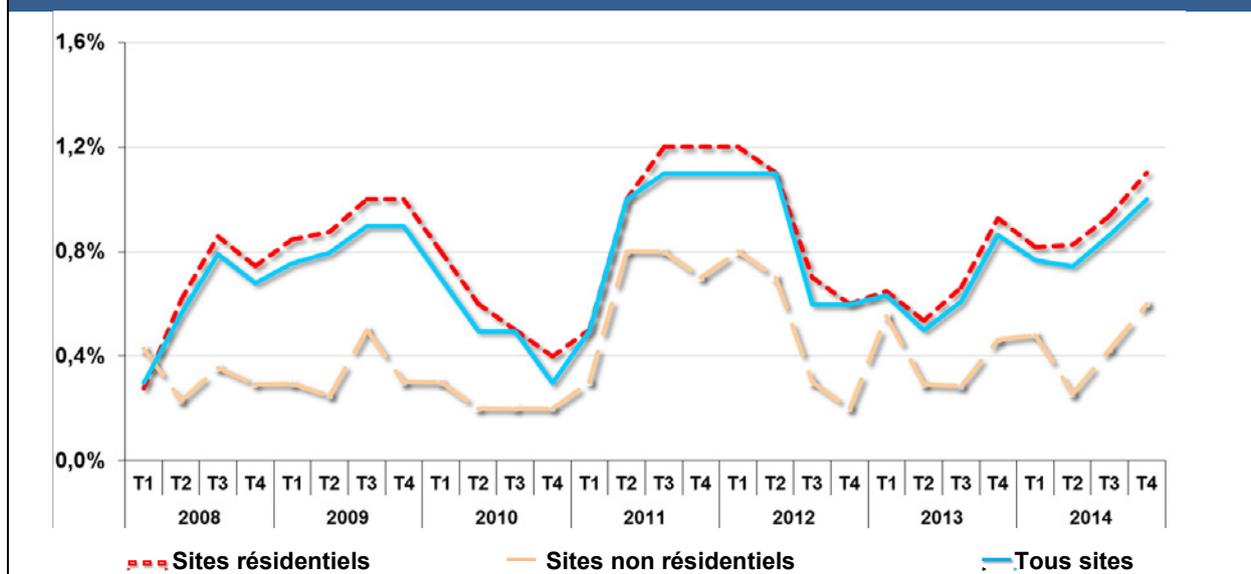
Source : GRD - Analyse : CRE

1.3.2. Le taux de rotation est en hausse modérée par rapport à 2013

Le taux de rotation (ou taux de switch) est le ratio de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service des fournisseurs alternatifs sur le nombre total de clients dans chaque segment de clientèle. C'est un indicateur de l'intensité concurrentielle sur ce segment.

La Figure 28 montre qu'en 2014, le taux de switch annuel a peu augmenté en comparaison à l'année 2013, et reprend son rythme après une baisse continue depuis 2011.

Figure 28. Taux de rotation entre 2008 et 2014 (en nombre de sites)



Source : GRD - Analyse : CRE

2. Le marché du gaz naturel

2.1. Une hausse du nombre des acteurs de marché

Au 31 décembre 2014, sur le marché de détail du gaz naturel, 24 fournisseurs nationaux¹⁶ actifs¹⁷ (soit 3 fournisseurs de plus par rapport à 2013) sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr.

Les fournisseurs historiques¹⁸ actifs se répartissent en deux catégories :

Les fournisseurs nationaux :

- *Sur le segment résidentiel* : ENGIE.
- *Sur le segment non résidentiel* : Gaz de Bordeaux, ENGIE, et Total Energie Gaz.

Les fournisseurs non nationaux, au nombre de 22 ELD¹⁹.

Les fournisseurs alternatifs²⁰ actifs se répartissent également en deux catégories :

Les fournisseurs nationaux :

- *Sur le segment résidentiel* : Alterna, Antargaz, Direct Energie, EDF, ENI et Lampiris.
- *Sur le segment non résidentiel* : Alpiq, Alterna, Antargaz, Axpo, Direct Energie, E.ON Energie, EDF, Endesa Energia, Eni, Enovos, Gas Natural Fenosa, Gaz Européen, Gazprom Energy, GEG Source d'Energies, Iberdrola, Lampiris, NatGAS, Picoty, Sélia, Vattenfall et VNG.

Les fournisseurs non nationaux, au nombre de 18.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis en gaz naturel au 31 décembre 2014 sur les réseaux GRT Gaz, TIGF, GRDF et des trois plus grandes ELD^{21 22}. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique (ENGIE, Total Energie Gaz ou les fournisseurs historiques sur le territoire de ces trois ELD), soit par un fournisseur alternatif.

A 1^{er} mai 2013, la société ES Energies Strasbourg a pris le contrôle de la société Enerest, ancien fournisseur historique sur le réseau GDS. Dès lors, ES Energies est considéré dans les analyses de la CRE comme un fournisseur historique de gaz naturel.

La Figure 30 présente la répartition globale des offres entre ces fournisseurs. Environ 66 % des sites (-9 % par rapport à fin 2013) et 26 % des volumes (-8 % par rapport à fin 2013) sont fournis au tarif réglementé de vente. En outre, les fournisseurs alternatifs représentent 60 % des volumes en offre de marché.

¹⁶ Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine (hors Corse).

¹⁷ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il fournit au moins un site en gaz naturel ;
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site en CAT ;
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

¹⁸ Les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez, Total Energie Gaz et les entreprises locales de distribution (ELD). Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

¹⁹ dont Gaz de Bordeaux.

²⁰ Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques de gaz naturel

²¹ Gaz de Bordeaux, ES Energies et Gaz Electricité de Grenoble. Gaz de Bordeaux et ES Energies sont les fournisseurs historiques sur les territoires respectifs de RÉGAZ et Réseau GDS.

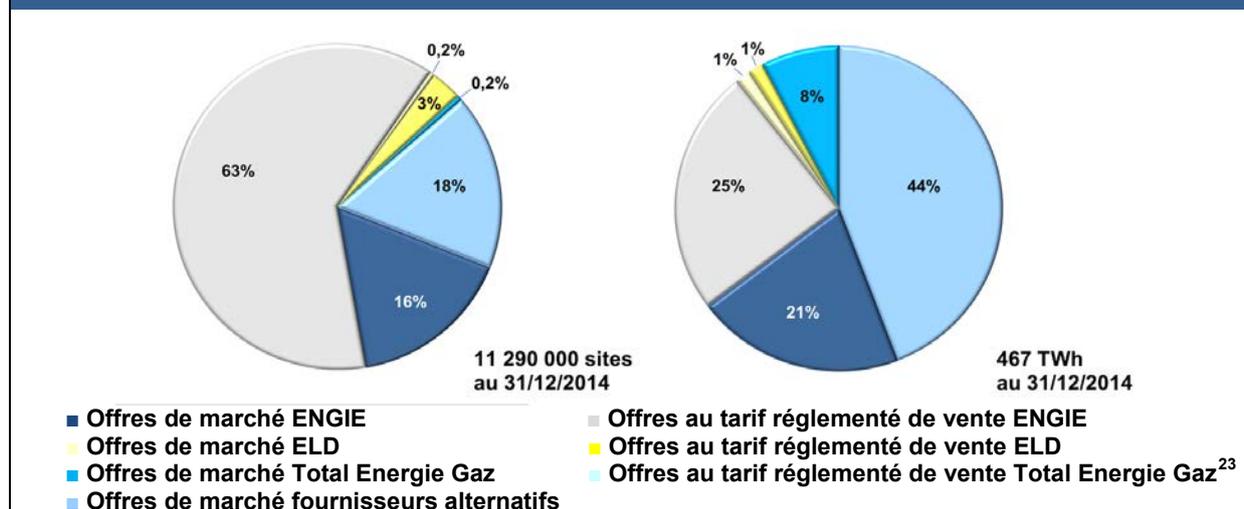
²² Globalement, le périmètre d'étude retenu dans cette partie représente plus de 99 % des volumes fournis sur l'ensemble du territoire métropolitain tous gestionnaires de réseaux confondus.

Figure 29. Fournisseurs nationaux de gaz actifs au 31 décembre 2014



Source : CRE

Figure 30. Répartition des offres en nombre de sites et en volume



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

2.2. Bilan de l'ouverture du marché du gaz au 31 décembre 2014

2.2.1. La suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente accélère l'ouverture à la concurrence sur le segment non résidentiel

Les figures suivantes illustrent le degré d'ouverture à la concurrence contrasté selon le segment de clientèle. Malgré une nette amélioration de l'ouverture à la concurrence au cours de l'année 2014, les tarifs réglementés sont toujours prépondérants sur le marché résidentiel du gaz au 31 décembre 2014 avec 67 % des sites et 69 % de la consommation (respectivement -10 % et -8 % par rapport à 2013).

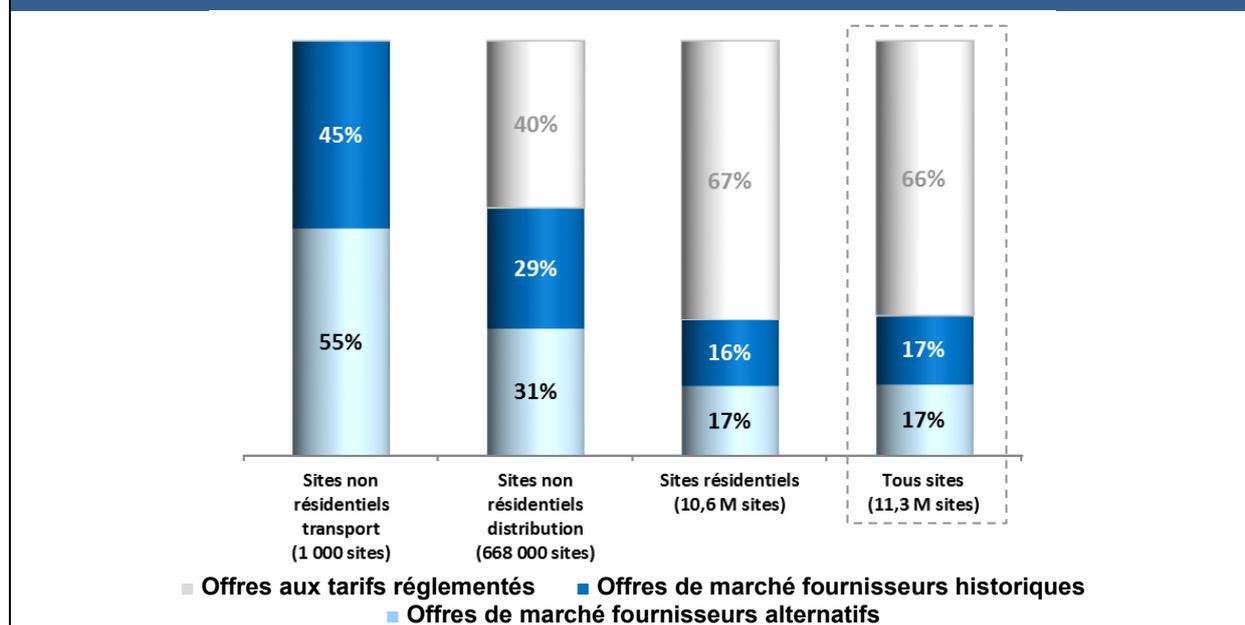
Sur le segment non résidentiel, la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente a accéléré l'ouverture à la concurrence : les tarifs réglementés ne représentent plus que 40 % des sites et 10 % de la consommation (respectivement -10 % et -9 % par rapport à 2013). En outre, le 19 juin 2014, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les sites non résidentiels raccordés au réseau de transport ont été supprimés. Sur ce segment de clientèle, la totalité des sites est désormais en offre

²³ Depuis le 19 juin 2014, Total Energie Gaz ne fournit plus de sites aux tarifs réglementés de vente sur le réseau de transport.

de marché. Ce segment était déjà très ouvert à la concurrence en 2013 : seuls 1 % des volumes et 8 % des sites étaient encore aux tarifs réglementés sur ce segment au 31 décembre 2013.

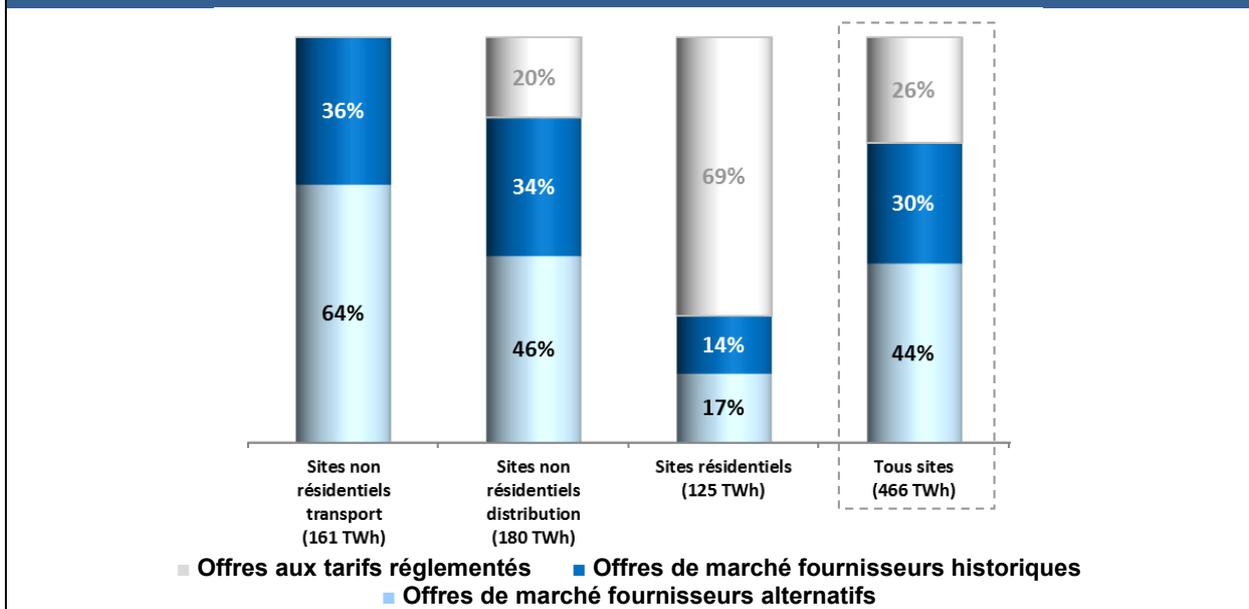
D'autre part, l'imminence de la disparition des tarifs règlementés de vente, au 1^{er} janvier 2015, pour les sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution et les copropriétés dont la consommation annuelle est supérieure à 200 MWh/an, a accéléré l'ouverture du marché sur ce segment en 2014. Au 31 décembre 2014, seuls 40 % des sites non résidentiels sur le réseau de distribution étaient aux tarifs règlementés de vente de gaz contre 50 % en 2013 et 54 % en 2012. En consommation, la progression est plus marquée car les sites ayant les plus fortes consommations sont les premiers impactés par la suppression de leurs tarifs règlementés. Les copropriétés sont comptabilisées en tant que sites non résidentiels par les gestionnaires de réseau et présentées comme telles dans l'ensemble de ce rapport.

Figure 31. Répartition des offres par segment de clientèle, en nombre de sites, au 31 décembre 2014



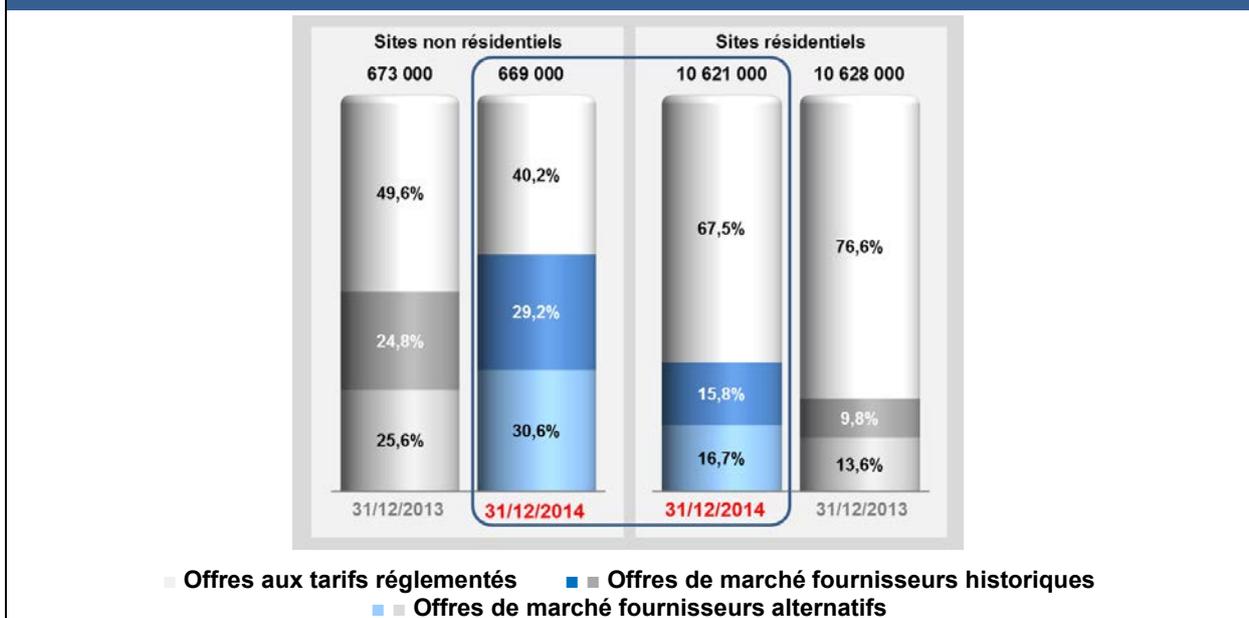
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 32. Répartition des offres par segment de clientèle, en consommations annualisées, au 31 décembre 2014



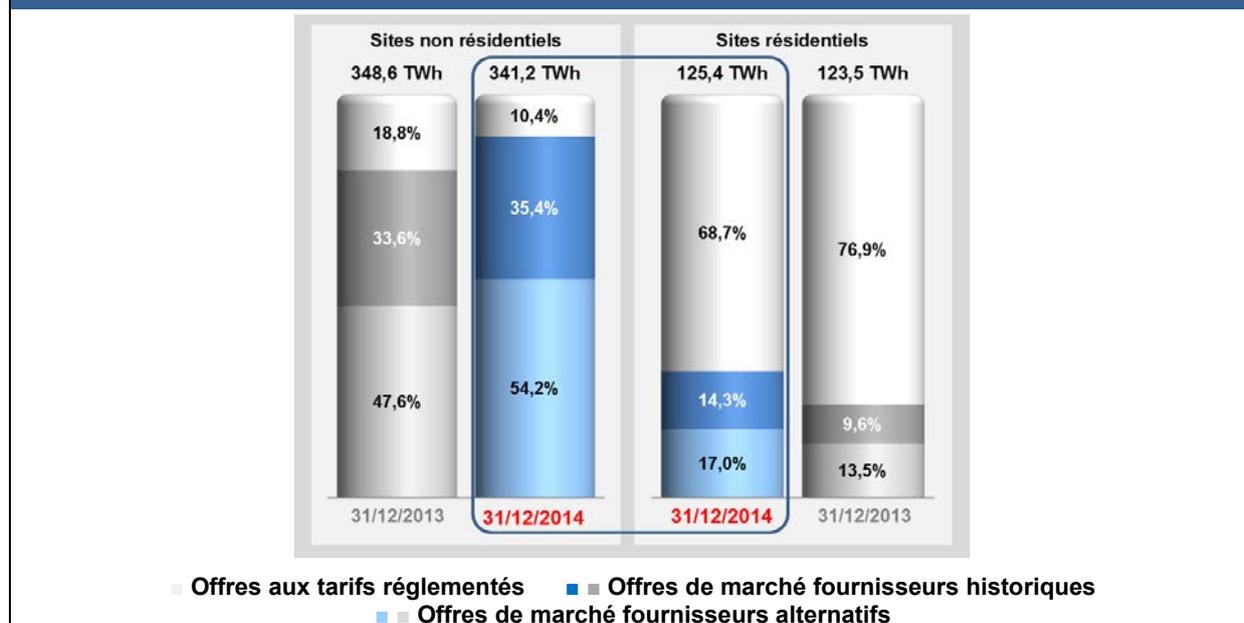
Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 33. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 34. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2013 et 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

2.2.2. Le marché est moins ouvert sur la zone Sud-Ouest

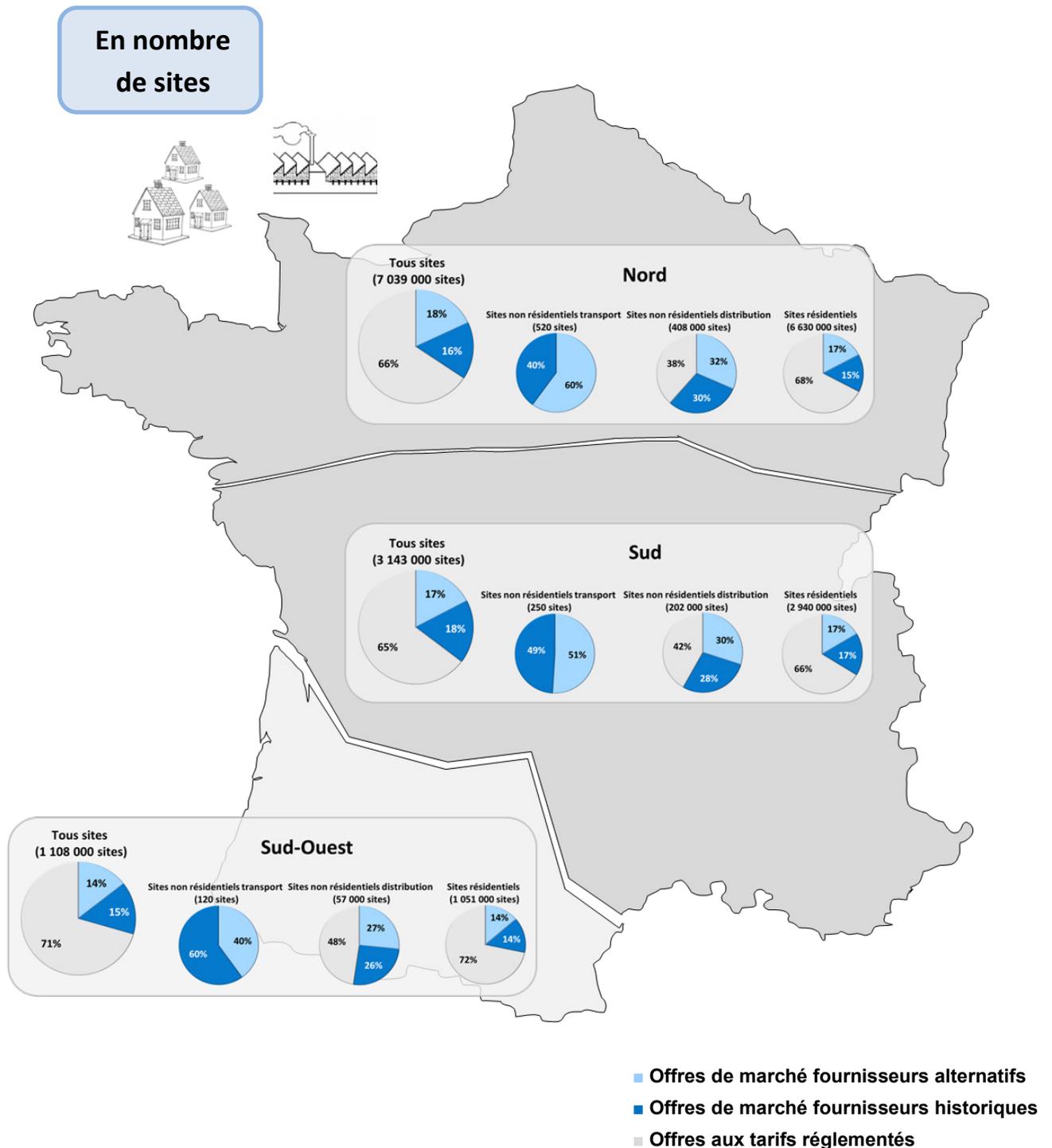
Les cartes ci-après présentent, pour les différentes zones d'équilibrage transport, la répartition au 31 décembre 2014 par segment de clientèle entre offres de marché des fournisseurs alternatifs, offres de marché des fournisseurs historiques et offres aux tarifs réglementés.

Au 1^{er} avril 2013, les anciennes zones Nord H et Nord B ont fusionné pour former un PEG Nord unique.

En termes d'ouverture des marchés, la zone Sud-Ouest reste en retard en 2014 par rapport aux autres zones, malgré une nette progression sur les sites non résidentiels. Sur le segment des non résidentiels raccordés au réseau de distribution par exemple, 48 % des sites et 23 % des volumes sont désormais aux tarifs réglementés (contre respectivement 58 % et 44 % en 2013). L'ouverture sur ce segment est similaire, en consommation, dans la zone Sud-Ouest à celle des autres zones.

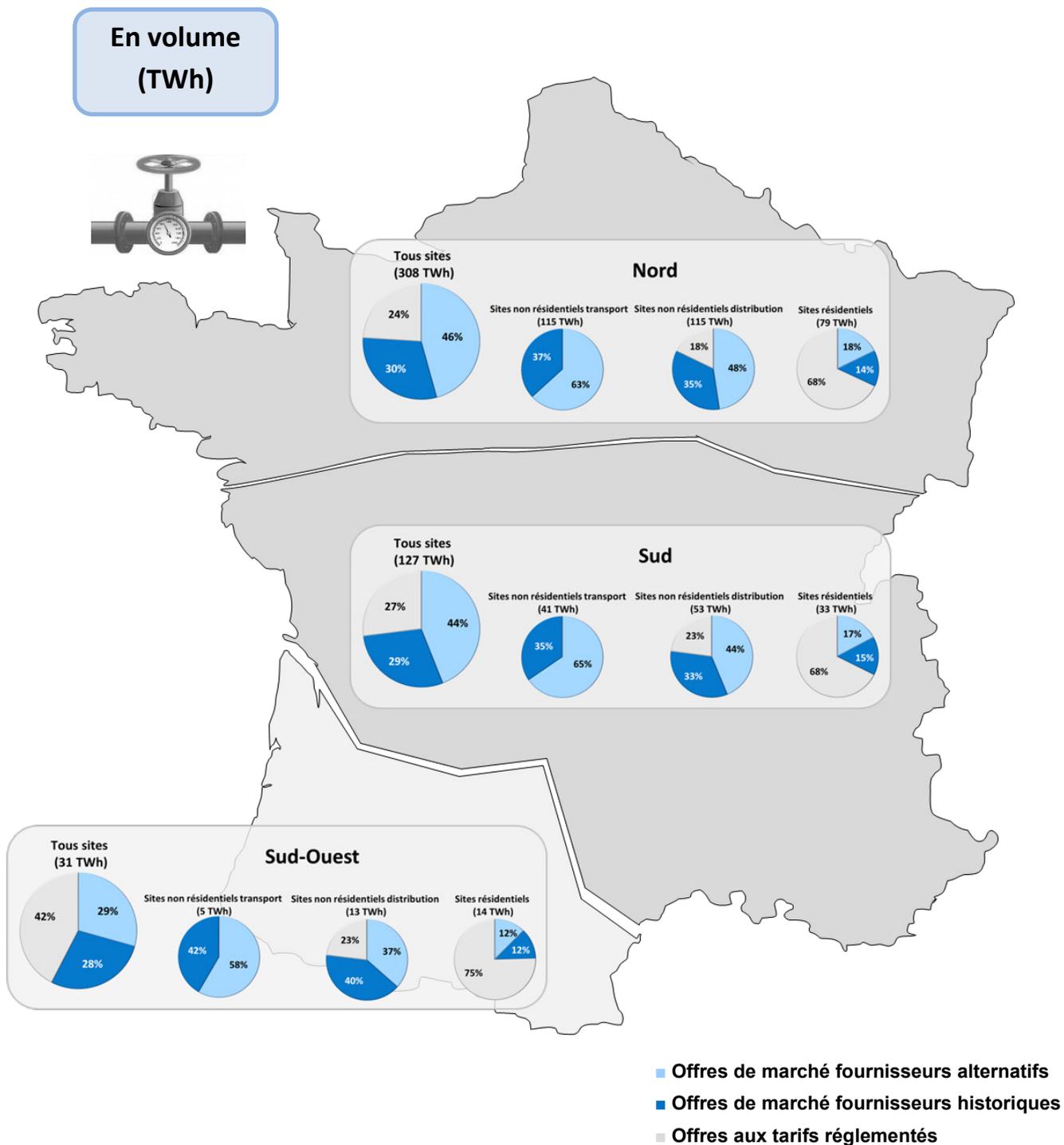
Pour les sites résidentiels, l'écart avec les autres zones est notamment dû à la présence de Régaz, dont le réseau représente 200 000 sites résidentiels, soit 19 % des sites fournis dans la zone Sud-Ouest. Sur le réseau Régaz, plus de 99 % des sites résidentiels sont aux tarifs réglementés. Dans les parties de la zone Sud-Ouest desservies par GRDF, l'ouverture du marché est comparable à celle des autres zones.

Figure 35. Répartition des sites par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2014



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 36. Répartition des volumes fournis par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2014

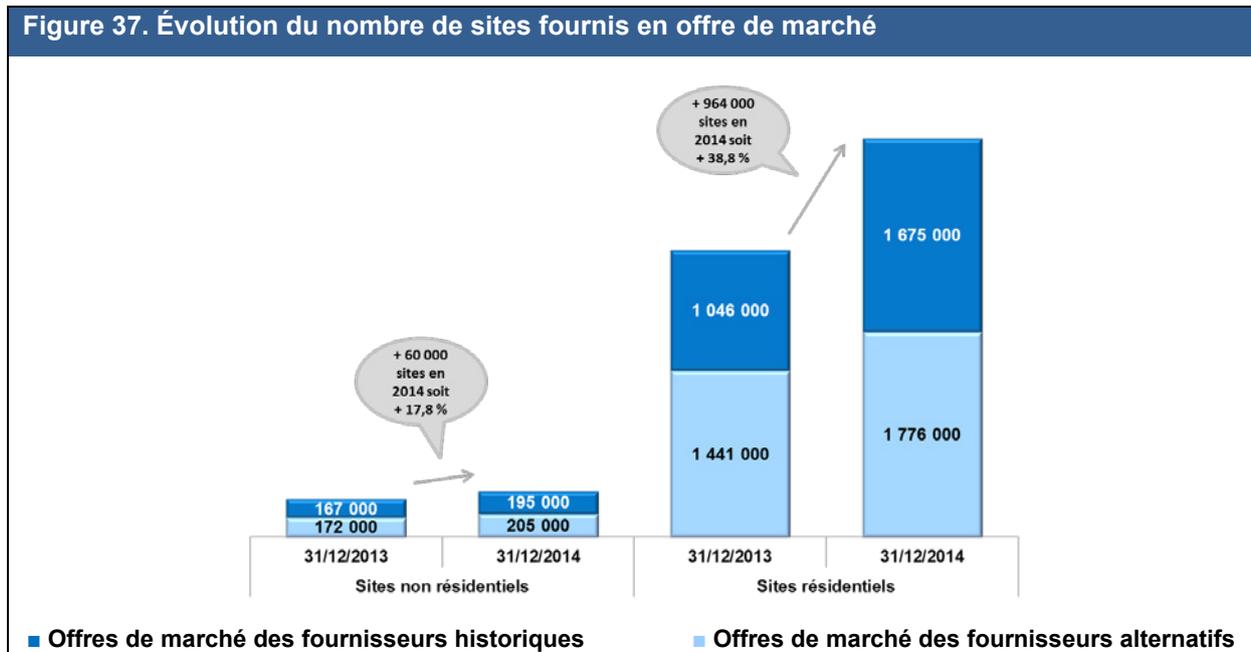


Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

2.2.3. Le nombre de sites en offre de marché progresse significativement sur l'ensemble des segments

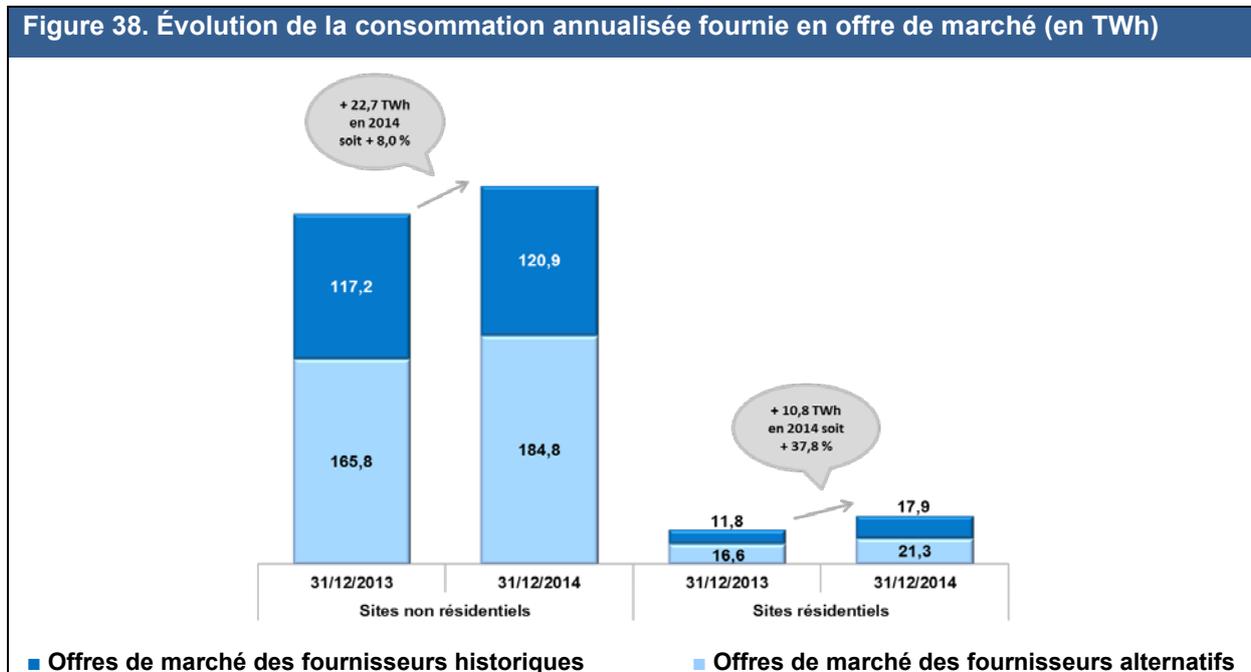
Le nombre de sites fournis en offre de marché progresse significativement en 2014, en particulier sur le segment des clients résidentiels. Depuis 2013, contrairement à la tendance des années précédentes, les nouveaux clients résidentiels en offre de marché se tournent davantage vers les fournisseurs historiques. En effet, en 2014 deux tiers des nouveaux sites en offre de marché ont souscrit chez un fournisseur historique. Sur le segment des clients non résidentiels au contraire, 54 % des nouveaux sites en offre de marché ont choisi un fournisseur alternatif.

Figure 37. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 38. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché (en TWh)

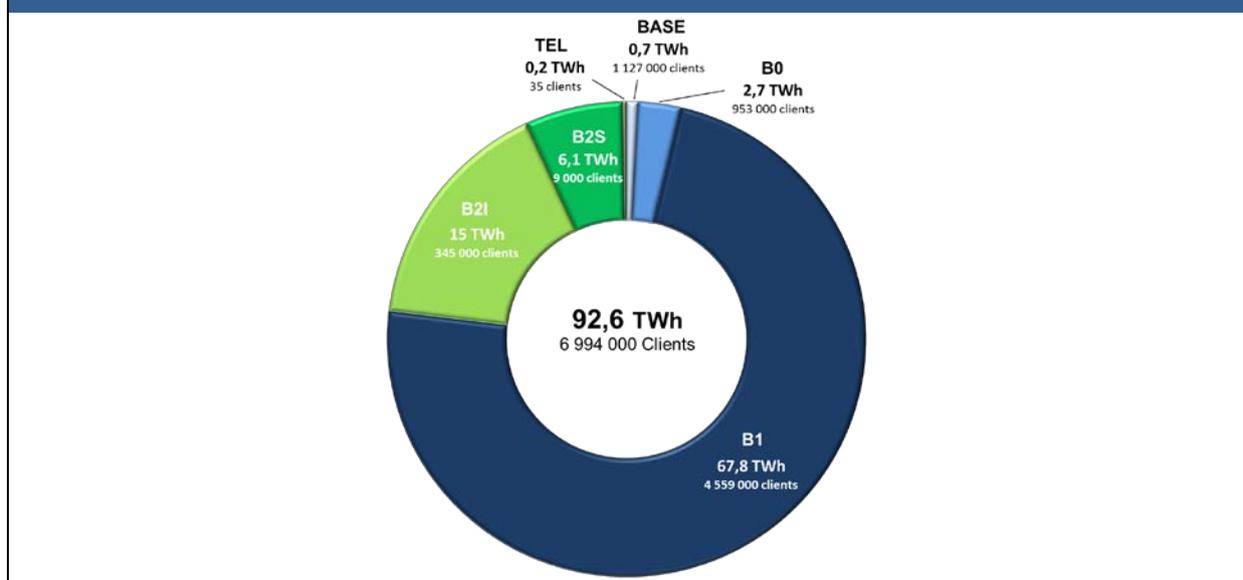


Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

2.2.4. Le tarif B1 (Chauffage) représente la quasi-totalité du volume pour les sites encore au tarif réglementé de vente au 1^{er} janvier 2016

La répartition des sites et des volumes des clients aux tarifs réglementés de vente chez ENGIE, présentée à la Figure 39, repose sur le portefeuille prévisionnel d'ENGIE correspondant à l'année 2014-2015.

Figure 39. Répartition des ventes d'ENGIE aux tarifs réglementés de vente en distribution publique en 2014 - 2015



Source : ENGIE

L'essentiel de la clientèle résidentielle d'ENGIE est au tarif B1 (chauffage individuel), lequel pèse pour plus de deux tiers des volumes de gaz livrés aux tarifs par ENGIE en 2014. La diminution de la part des clients au tarif B1 s'accélère en 2014, avec une baisse de 28 % en volume par rapport à 2013 contre 9 % entre 2013 et 3 % en 2011 et 2012. Ceci s'explique notamment par l'accroissement marqué de la concurrence sur ce segment de clientèle en 2013 et 2014 (cf. Figure 40) ainsi que le basculement de nombreux clients en offre de marché chez des fournisseurs historiques.

Les volumes vendus aux tarifs B2I et B2S (petites et moyennes chaufferies) ont considérablement diminué en 2014 (baisse respective de 47 % et 86 % par rapport à 2013). Ceci s'explique par la disparition des tarifs réglementés de vente pour les clients non résidentiels dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an au 1^{er} janvier 2015, majoritairement aux tarifs B2I, B2S et TEL. Cette baisse devrait continuer en 2015 avec la suppression des tarifs réglementés pour les clients non résidentiels consommant plus de 30 MWh/an, prévue le 1^{er} janvier 2016.

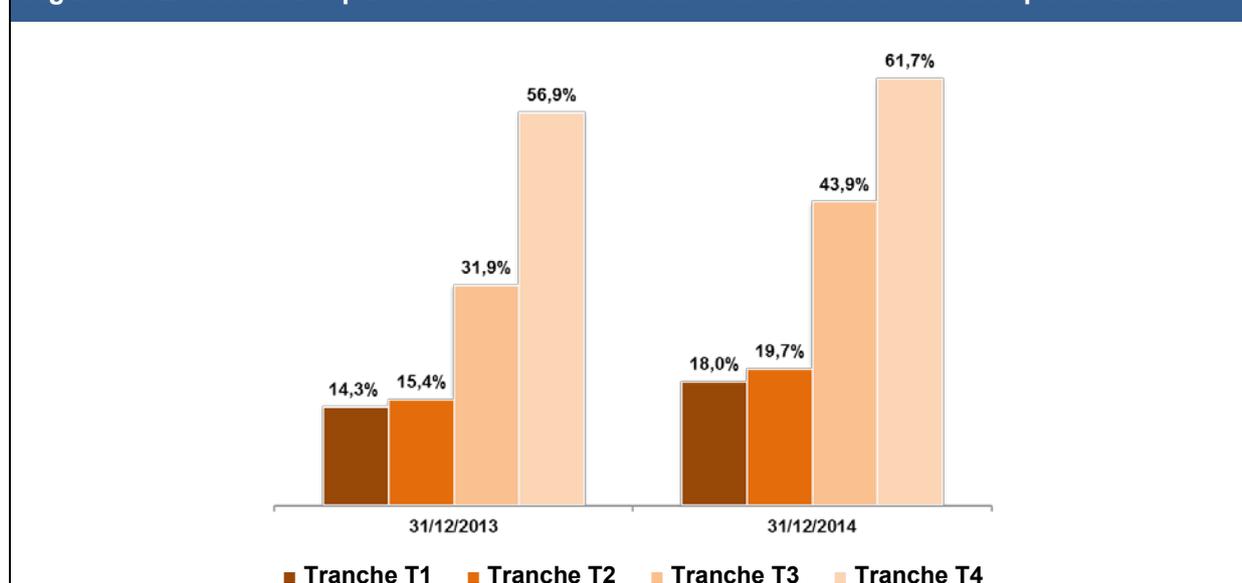
Les tarifs Base et B0, correspondant aux plus faibles consommations (usages eau chaude et cuisson), représentent près de 3 % des volumes de gaz vendus aux tarifs réglementés par ENGIE.

2.2.5. La part de marché des fournisseurs alternatifs progresse, notamment sur le segment des non résidentiel

La Figure 40 illustre le rythme de développement de la concurrence entre 2013 et 2014 pour les différentes options du tarif d'accès des tiers au réseau de distribution détaillées dans le tableau ci-dessous.

Option tarifaire	Usages	Plage de consommation
Tranche T1	Cuisson, eau chaude	Moins de 6 MWh/an
Tranche T2	Chauffage	Entre 6 et 300 MWh/an
Tranche T3	Grandes chaufferies	Entre 0,3 et 5 GWh/an
Tranche T4	Industriels	Plus de 5 GWh/an

Figure 40. Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs selon l'option tarifaire



Source : GRD²⁴ - Analyse : CRE

L'activité concurrentielle est essentiellement concentrée sur les plus gros clients industriels, pour lesquels les tarifs réglementés de vente ont toujours couvert les coûts d'ENGIE (cf. section 2, paragraphe 2) et dont les tarifs sont amenés à disparaître au 1^{er} janvier 2016. Ainsi, à au 31 décembre 2014, 61,7 % des volumes consommés par les clients en tarif distribution de la tranche T4 sont livrés par des fournisseurs alternatifs (contre 56,9 % fin 2013 et 48,5 % fin 2012).

En 2014, l'activité concurrentielle s'est bien développée sur l'ensemble des tranches tarifaires. Les fournisseurs alternatifs ont particulièrement progressés sur la tranche T4, correspondant aux grandes chaufferies, où ils fournissent désormais 43,9 % des volumes (+ 12 % par rapport à 2013).

²⁴ Le périmètre d'étude correspond au réseau GRDF, Régaz et réseau GDS.

2.2.6. Sur le segment résidentiel, la part de marché d'ENGIE progresse plus vite que celle des fournisseurs alternatifs

Les trois figures ci-dessous présentent les parts de marché à la fin de l'année 2014 des expéditeurs finals sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, ainsi que leur évolution par rapport à la fin de l'année 2013, sur les segments suivants :

- ✓ grands clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ;
- ✓ clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution ;
- ✓ clients résidentiels.

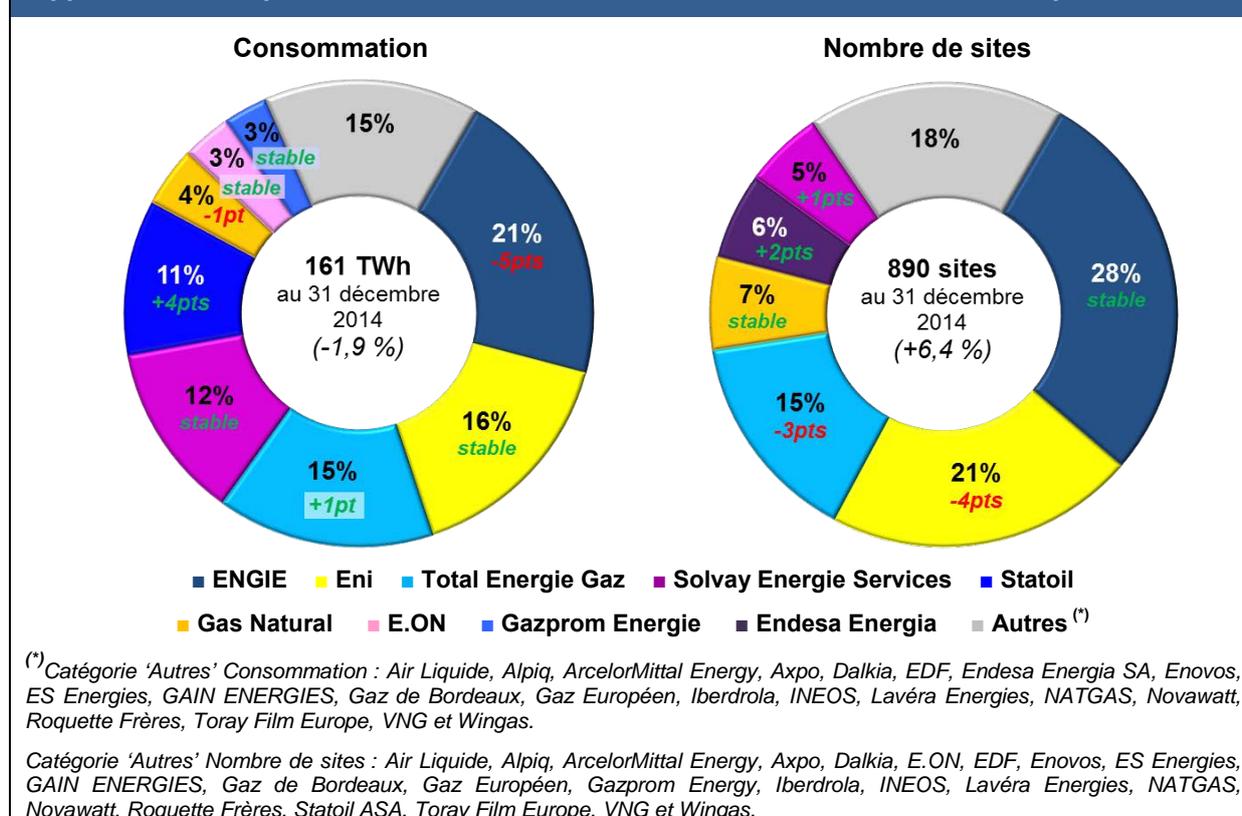
L'expéditeur final est l'entité - ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution - qui prend en charge l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux points de consommation finals. L'expéditeur final peut être le fournisseur du client (majorité des cas) ou un tiers mandaté pour prendre en charge la partie acheminement seule²⁵.

Les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont dans la catégorie « Autres ».

Globalement, le marché est moins concentré sur le segment des sites raccordés au réseau de transport, avec huit expéditeurs livrant plus de 3 % des volumes et six expéditeurs détenant plus de 3 % des sites. Le segment des clients résidentiels, en revanche, ne présente que cinq expéditeurs livrant plus de 3 % des volumes et détenant tous les cinq plus de 3 % des sites.

Le nombre d'expéditeurs livrant plus de 3 % des volumes et des sites a augmenté sur l'ensemble des segments, traduisant le développement de l'activité concurrentielle en 2014.

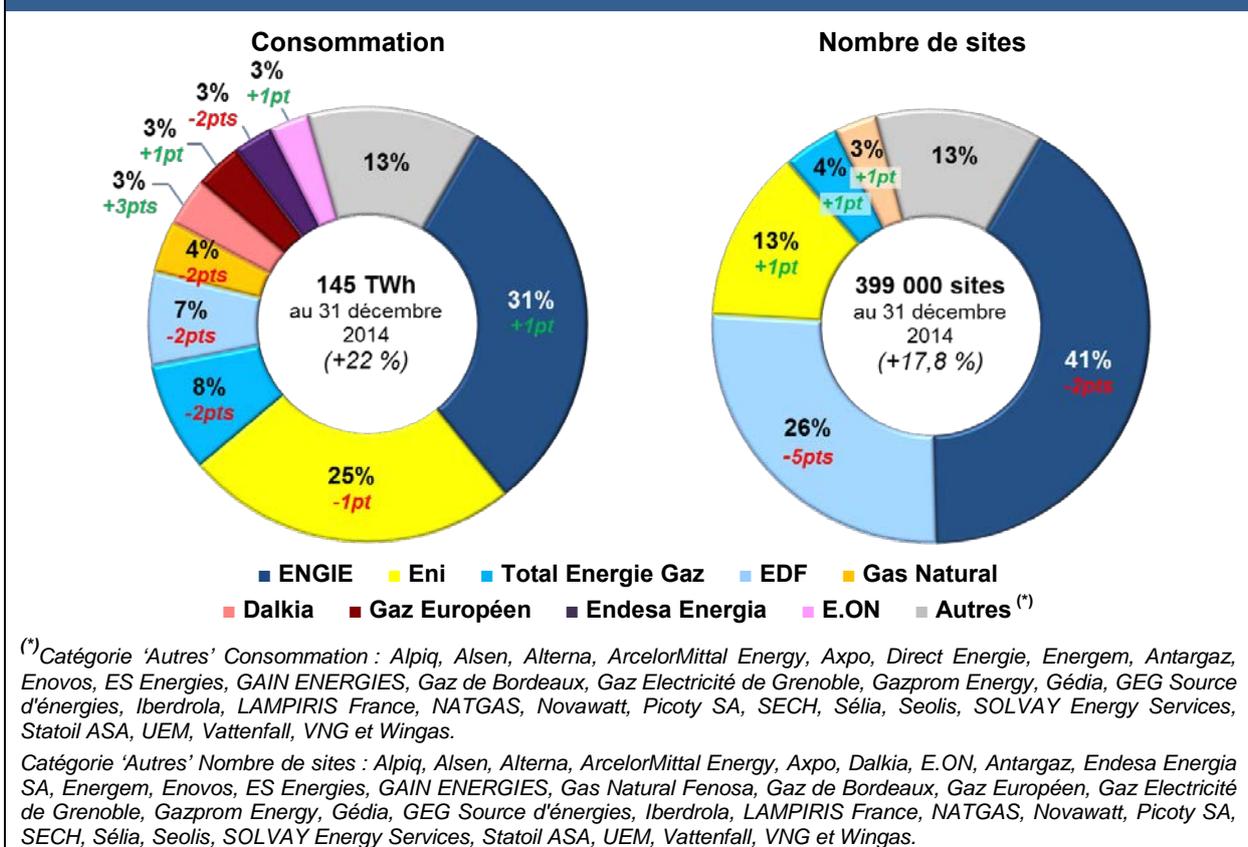
Figure 41. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

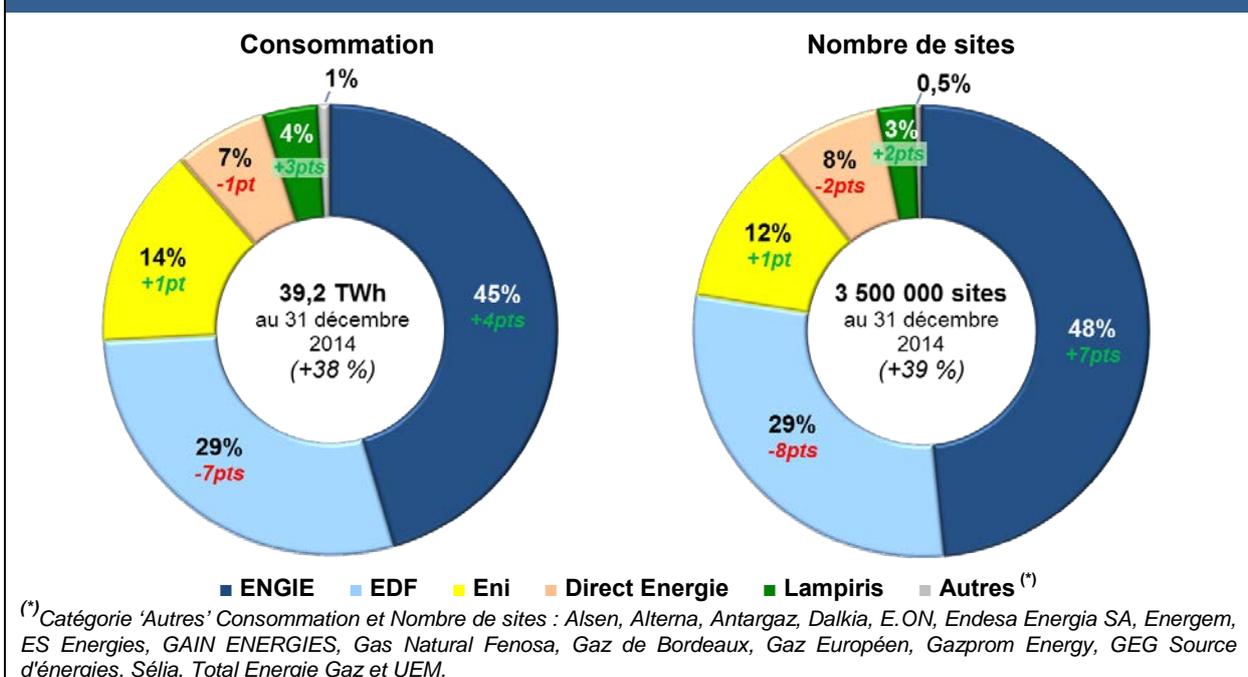
²⁵ Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.

Figure 42. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 43. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, sur le segment des clients résidentiels



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

En dehors du segment des clients raccordés au réseau de transport dans lequel la totalité des sites est désormais en offre de marché, la part des clients en offre de marché a continué de progresser très nettement en 2014, notamment pour les clients résidentiels. En effet, le nombre de sites résidentiels en offre de marché a augmenté de 39 % au cours de l'année 2014 (en comparaison, l'augmentation était de 46 % en 2013).

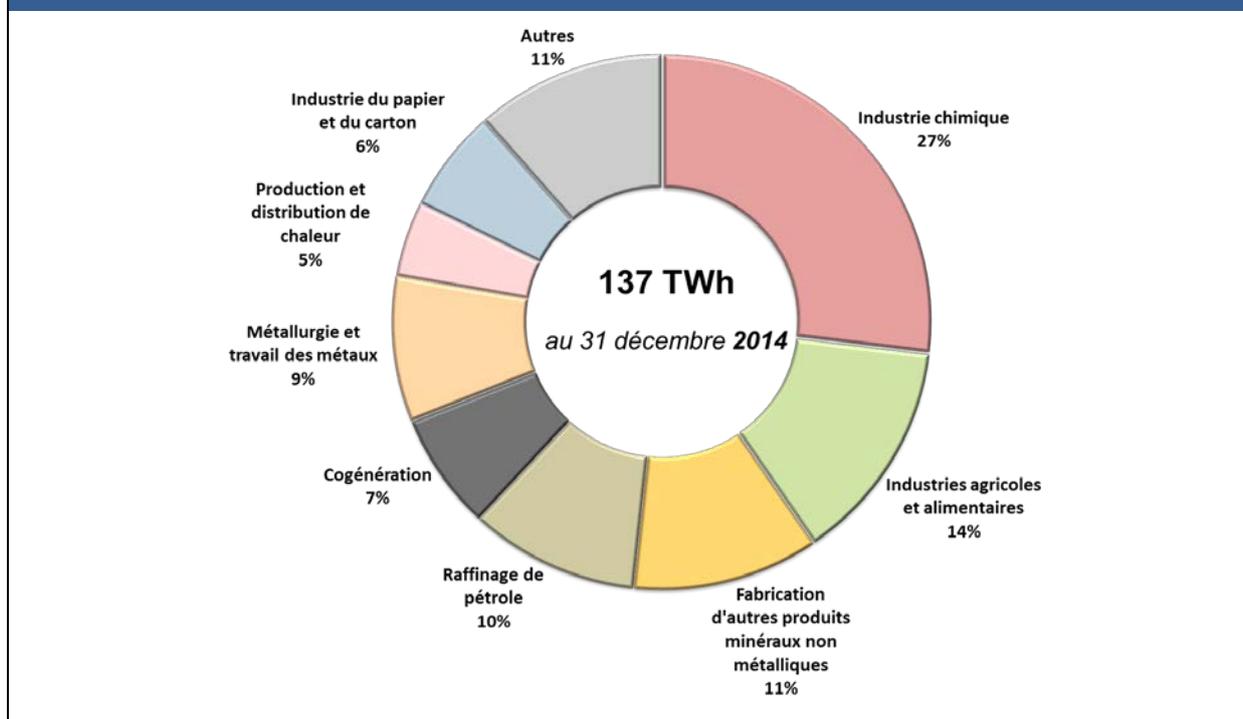
EDF et ENGIE restent les acteurs prépondérants sur le segment des clients résidentiels. Ces deux dernières années, ENGIE enregistre une forte croissance sur ce segment de clientèle avec une hausse en nombre de sites respectivement de 12 % et 7 % en 2013 et 2014 (9 % et 4 % en consommation). ENGIE est ainsi devenu le premier fournisseur en offres de marché chez les clients résidentiels, devant EDF.

On constate au contraire qu'EDF perd depuis plusieurs années des parts de marché sur le segment des clients résidentiels, au profit d'ENGIE et des autres fournisseurs alternatifs. En 2014, un nouveau fournisseur livrant plus de 3 % des sites résidentiels fait son entrée, Lampiris. L'appel d'offres de l'UFC-Que Choisir lancé en juillet 2013, remporté par le fournisseur Lampiris, a fortement contribué au développement de ce dernier sur les clients résidentiels.

2.2.7. La consommation des sites industriels « transport » est en baisse entre 2013 et 2014

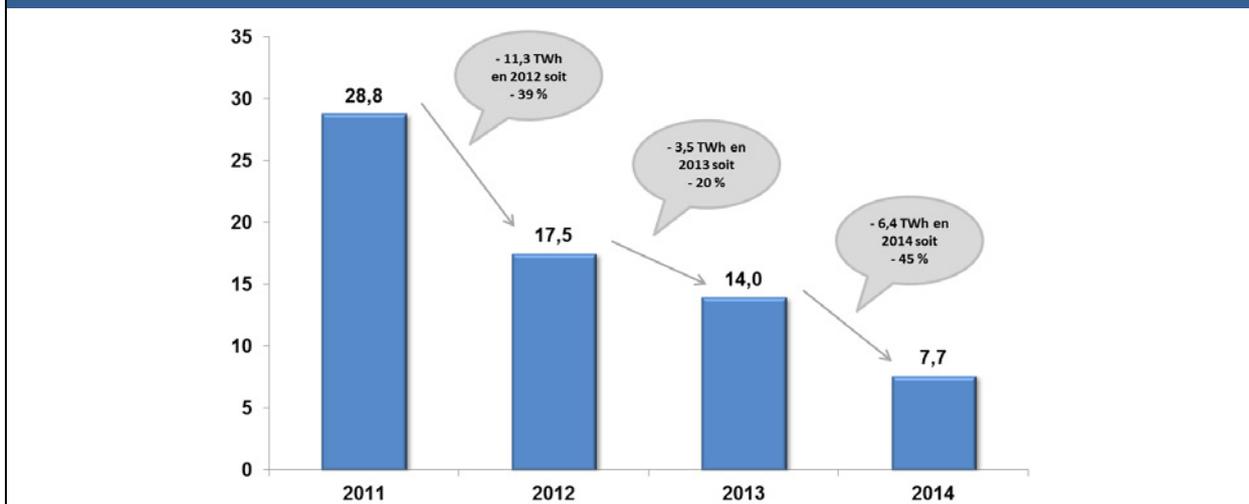
La Figure 44 présente la part de chaque secteur industriel dans la consommation de gaz pour les clients raccordés au réseau de transport en 2014. La consommation totale est en baisse de 7% par rapport à l'année 2013 (en tenant compte de tous les secteurs d'activité, hors CCCG). La Figure 44 ne prend pas en compte la consommation des centrales à cycle combiné gaz (CCCG), explicitée par la Figure 45.

Figure 44. Répartition des consommations par secteur d'activité des clients raccordés au réseau de transport de gaz naturel en 2014, hors CCCG



Source : GRT - Analyse : CRE

Figure 45. Evolution de la consommation annuelle des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) entre 2011 et 2014



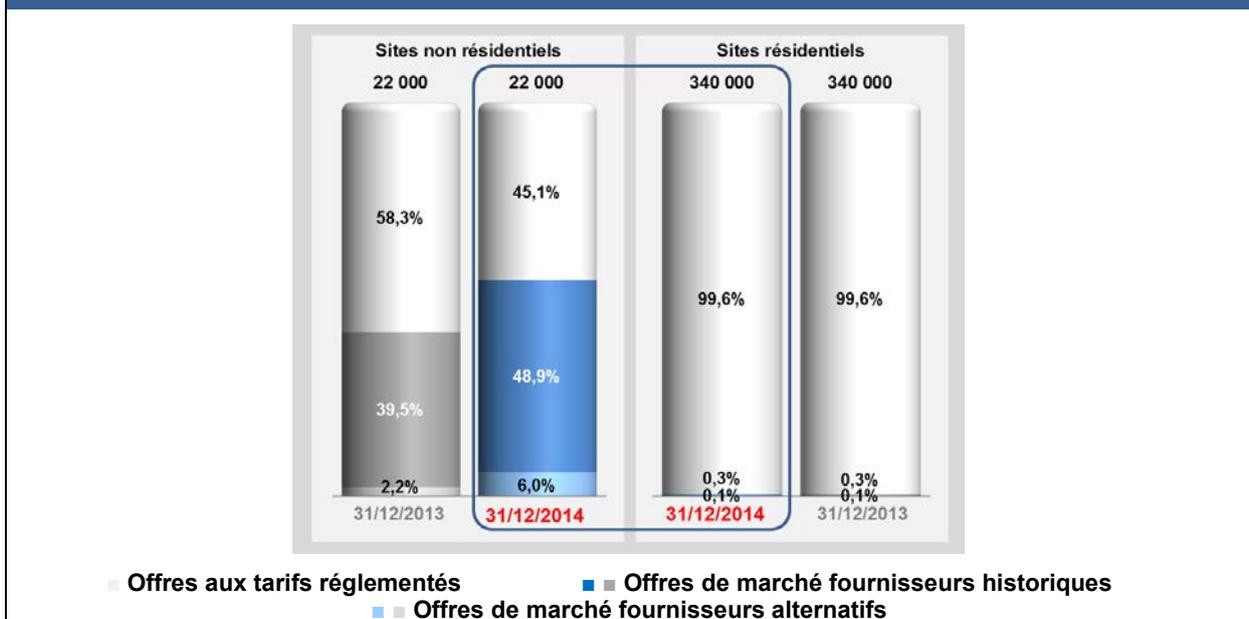
Source : GRT - Analyse : CRE

La Figure 45 ci-dessus, traduit la situation préoccupante des centrales à cycle combiné gaz, dont l'activité diminue considérablement depuis 2011. La consommation annuelle des CCCG a effectivement considérablement baissé entre 2011 et 2014, période durant laquelle elle a été divisée par près de 4.

2.2.8. Sur le territoire des trois principales ELD, la concurrence est quasi inexistante sur le segment résidentiel et plus significative sur le segment non résidentiel

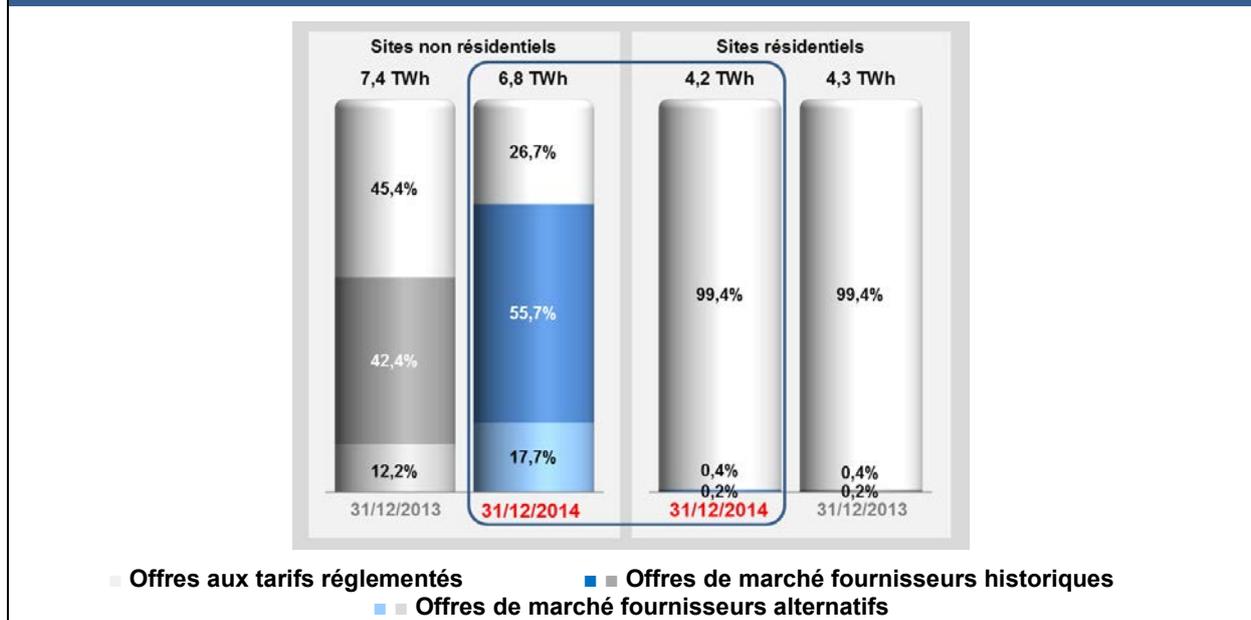
Les données suivantes présentent l'état de l'ouverture à la concurrence dans les zones historiques des trois gestionnaires de réseau de distribution non nationaux les plus importants : RÉGAZ à Bordeaux, Réseau GDS à Strasbourg et Gaz Électricité de Grenoble.

Figure 46. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD



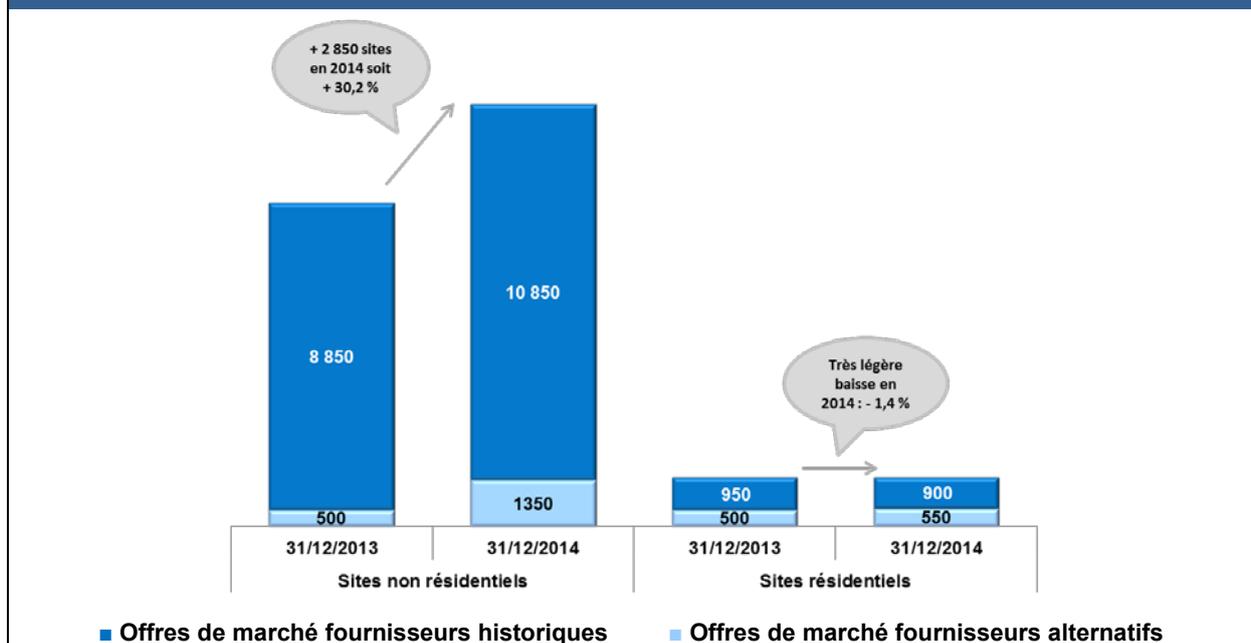
Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 47. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD



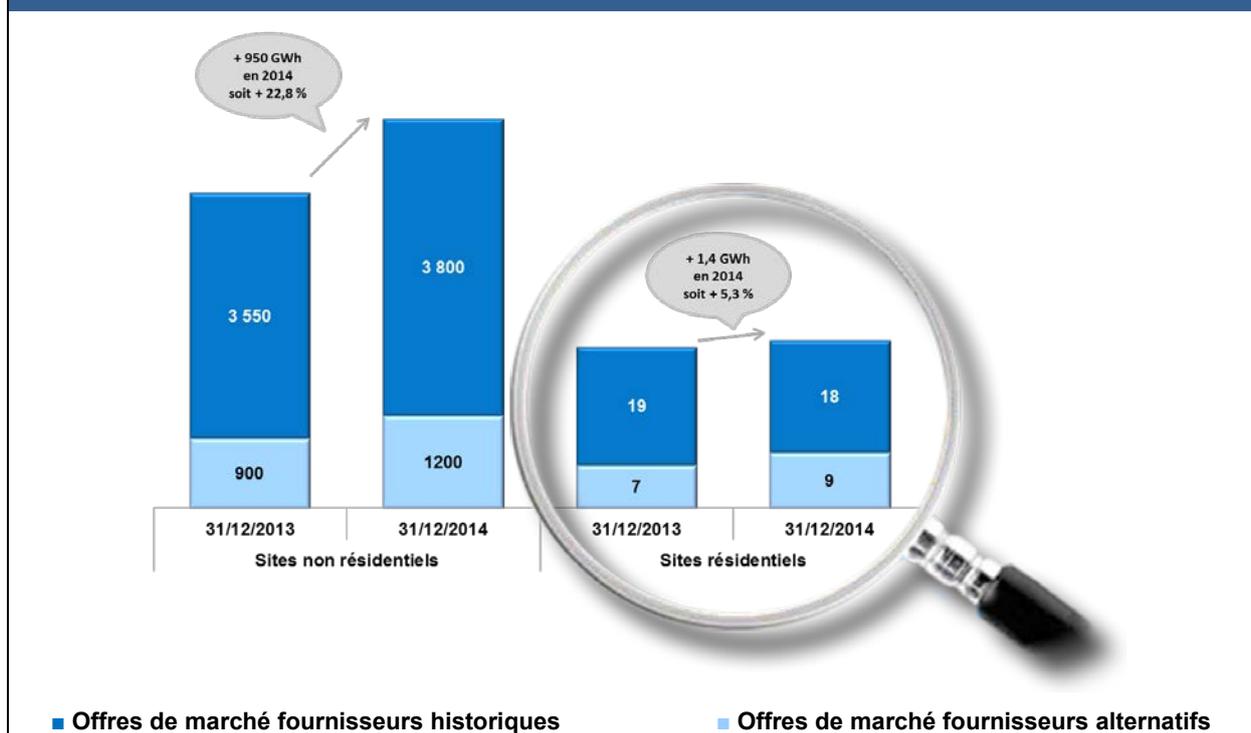
Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 48. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché sur le territoire des ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 49. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh)



Source : GRD - Analyse : CRE

Sur le territoire des ELD, la concurrence est quasiment inexistante sur le segment résidentiel. Sur ce segment de clientèle, plus de 99 % des sites et des volumes sont encore aux tarifs réglementés. La situation n'évolue pas depuis 2011, elle s'est même légèrement détériorée en 2014, car le nombre de sites résidentiels en offre de marché a légèrement baissé.

En 2013, le nombre de sites et la consommation des offres de marché des clients résidentiels chez les fournisseurs alternatifs avait déjà fortement chuté, du fait de l'acquisition d'Enerest par ES Energies en mai 2013. Depuis mai 2013, ES Energies est considéré comme un fournisseur historique, en mesure de proposer des tarifs réglementés sur l'agglomération de Strasbourg. Toutefois, cette baisse n'a pas été compensée par une hausse des offres de marché chez les fournisseurs historiques car les clients anciennement en offre de marché chez ES Energies ont été transférés aux tarifs réglementés de vente, suite à l'acquisition d'Enerest par ES Energies. Ce phénomène a engendré une baisse de 62 % des sites en offres de marché en 2013, partiellement compensée par un faible développement des offres de marché chez les autres fournisseurs.

Le segment des clients non résidentiels est quant à lui plus ouvert à la concurrence. En 2014, le nombre de sites fournis en offre de marché a augmenté de manière significative : + 30 % par rapport à 2013. En 2014, les offres de marchés représentent plus de la moitié des sites et 70 % de la consommation sur ce segment. En termes d'ouverture à la concurrence, le territoire des ELD reste néanmoins en retard par rapport au reste du territoire.

D'autre part, les fournisseurs historiques sont très présents sur le marché libre : 89 % des sites en offre de marché ont souscrit auprès d'un fournisseur historique et 70 % des nouveaux sites en offre de marché en 2014 ont choisi un fournisseur historique.

2.3. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail

Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle d'EDF a été étudiée séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs, pour permettre de comparer le développement sur le marché du gaz du principal fournisseur historique d'électricité par rapport à l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs nouveaux entrants.

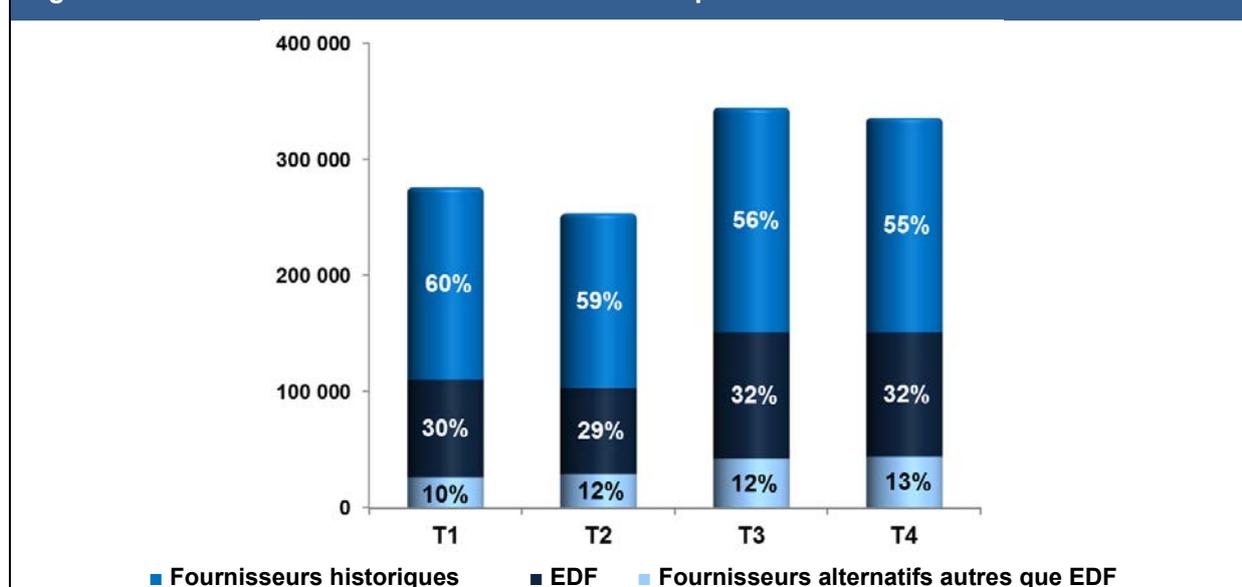
Les notions présentées dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont définies de manière détaillée dans le glossaire.

2.3.1. Les fournisseurs historiques réalisent en majorité les mises en services, alors que les fournisseurs alternatifs sont plus présents lors des changements de fournisseur

Mises en service

Au cours de l'année 2014, 57 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques (-5 points par rapport à 2013), 31 % chez EDF (+1 point par rapport à 2013) et 12 % chez les fournisseurs alternatifs autre qu'EDF (+4 points par rapport à 2013). EDF et ENGIE captent encore une grande majorité des nouveaux clients lors des mises en service, malgré une progression des fournisseurs alternatifs.

Figure 50. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2014



Source : GRDF - Analyse : CRE

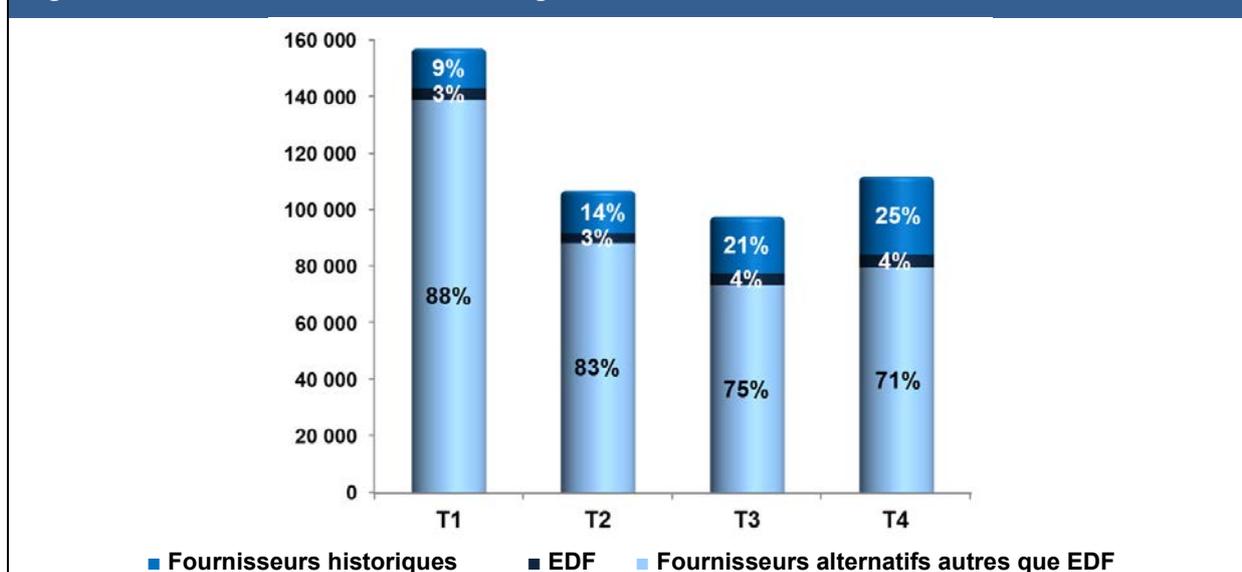
Changements de fournisseur

Au cours de l'année 2014, 80 % des clients ayant changé de fournisseur l'ont fait au bénéfice d'un fournisseur alternatif autre qu'EDF (+1 point par rapport à 2013), contre 16 % pour les fournisseurs historiques (+1 point par rapport à 2013) et 3 % pour EDF (-2 points par rapport à 2013). Les changements de fournisseur se sont effectués principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs (hors EDF) bien que la part des changements de fournisseurs en faveur des fournisseurs historiques ait fortement augmenté au cours des deux derniers trimestres.

Au cours du premier trimestre 2014, on observe un nombre élevé de changements de fournisseur. Ceci s'explique notamment par l'appel d'offres de l'UFC-Que Choisir lancé en juillet 2013, remporté par le fournisseur Lampiris, qui s'est engagé à proposer une offre 15,5 % moins chère que le tarif réglementé de vente aux 100 000 premiers souscripteurs. Les clients ayant accepté la proposition commerciale de Lampiris, envoyée courant décembre, ont été transférés chez le fournisseur Lampiris

durant les mois de janvier et février 2014. Selon l'association, cette démarche a abouti à 70 000 souscriptions chez le fournisseur Lampiris.

Figure 51. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2014

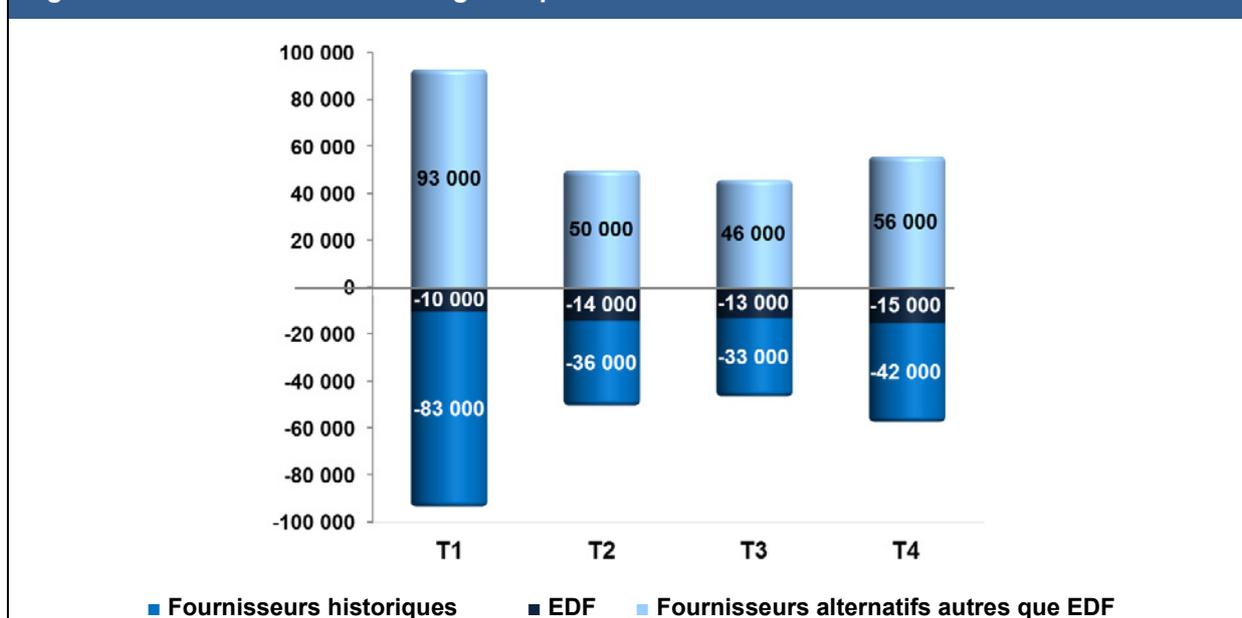


Source : GRDF - Analyse : CRE

Démarchage net

Le « démarchage net », présenté à la Figure 52, reflète l'évolution réelle du portefeuille d'un fournisseur pour les seuls clients qu'il a acquis ou perdus à la suite d'un changement de fournisseur.

Figure 52. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2014



Source : GRDF - Analyse : CRE

Le flux de clients dû au démarchage net sur le marché de détail de gaz est positif sur l'année 2014 pour les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, et négatif pour les fournisseurs historiques et EDF.

La concurrence semble bien se développer sur le segment de marché des clients déjà titulaires d'un contrat de gaz. A noter que le basculement d'un tarif réglementé vers une offre de marché au sein d'un même fournisseur historique n'est pas comptabilisé en tant que changement de fournisseur.

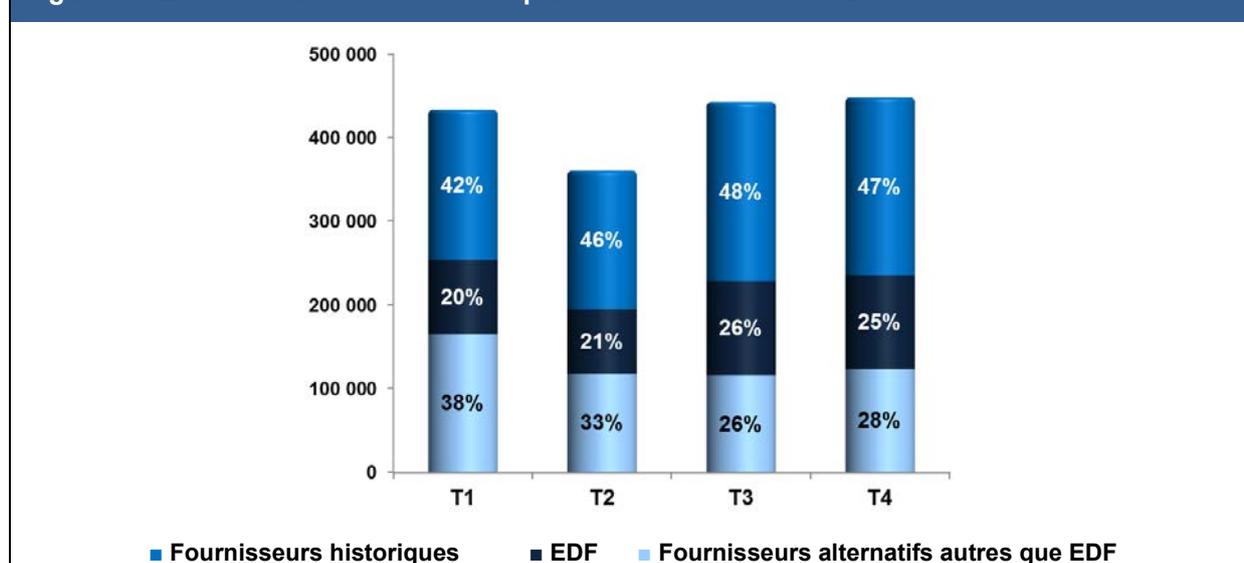
Entrées en portefeuille

Ventes brutes

Les ventes brutes représentent l'ensemble des nouveaux contrats signés durant une période donnée (ici le trimestre). Elles permettent donc de mesurer les entrées en portefeuille d'un fournisseur ou d'un groupe de fournisseurs.

Les données ci-dessous agrègent les ventes brutes pour les fournisseurs historiques, les fournisseurs alternatifs hors EDF et EDF. En 2014, 31 % des ventes brutes ont été réalisées par les fournisseurs alternatifs contre 19 % en 2013.

Figure 53. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2014



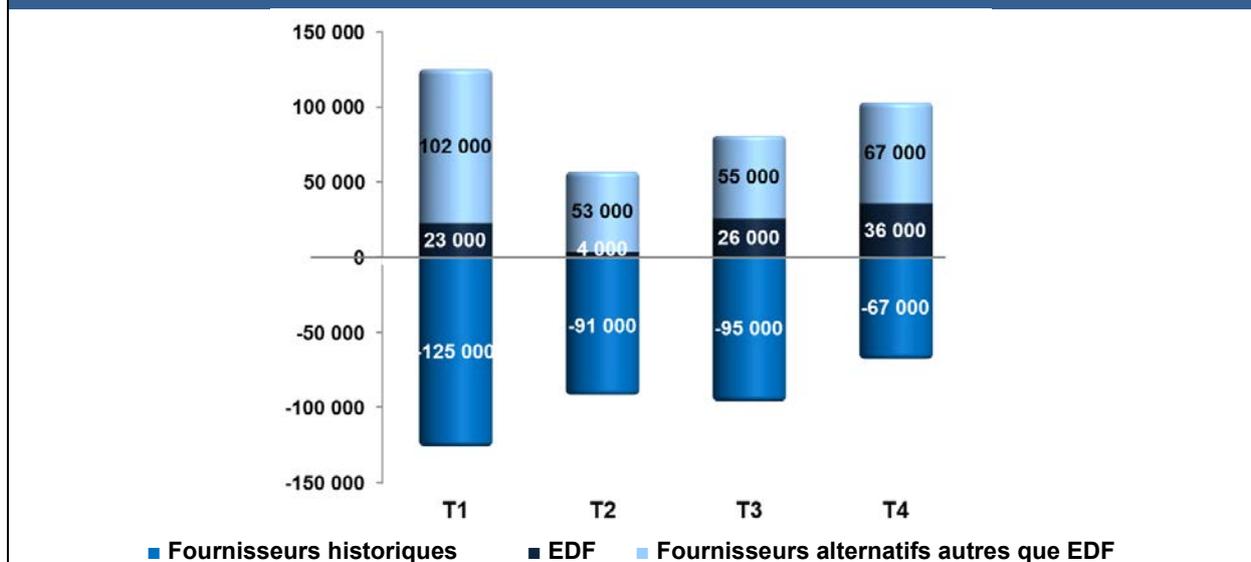
Source : GRDF - Analyse : CRE

Ventes nettes

Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

Globalement, les fournisseurs historiques perdent des sites au profit des fournisseurs alternatifs principalement du fait des mises hors service, plus nombreuses chez les fournisseurs historiques en raison du volume important de leur portefeuille de clients. Sur l'année 2014, contrairement aux années précédentes, les fournisseurs alternatifs hors EDF ont réalisé plus de ventes nettes qu'EDF (277 000 contre 89 000 pour EDF). Le développement de l'ouverture à la concurrence en 2014 se traduit par un gain de nombre de sites par les fournisseurs alternatifs hors EDF deux fois plus élevé en 2014 qu'en 2013 (277 000 en 2014 contre 134 000 en 2013).

Figure 54. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2014



Source : GRDF - Analyse : CRE

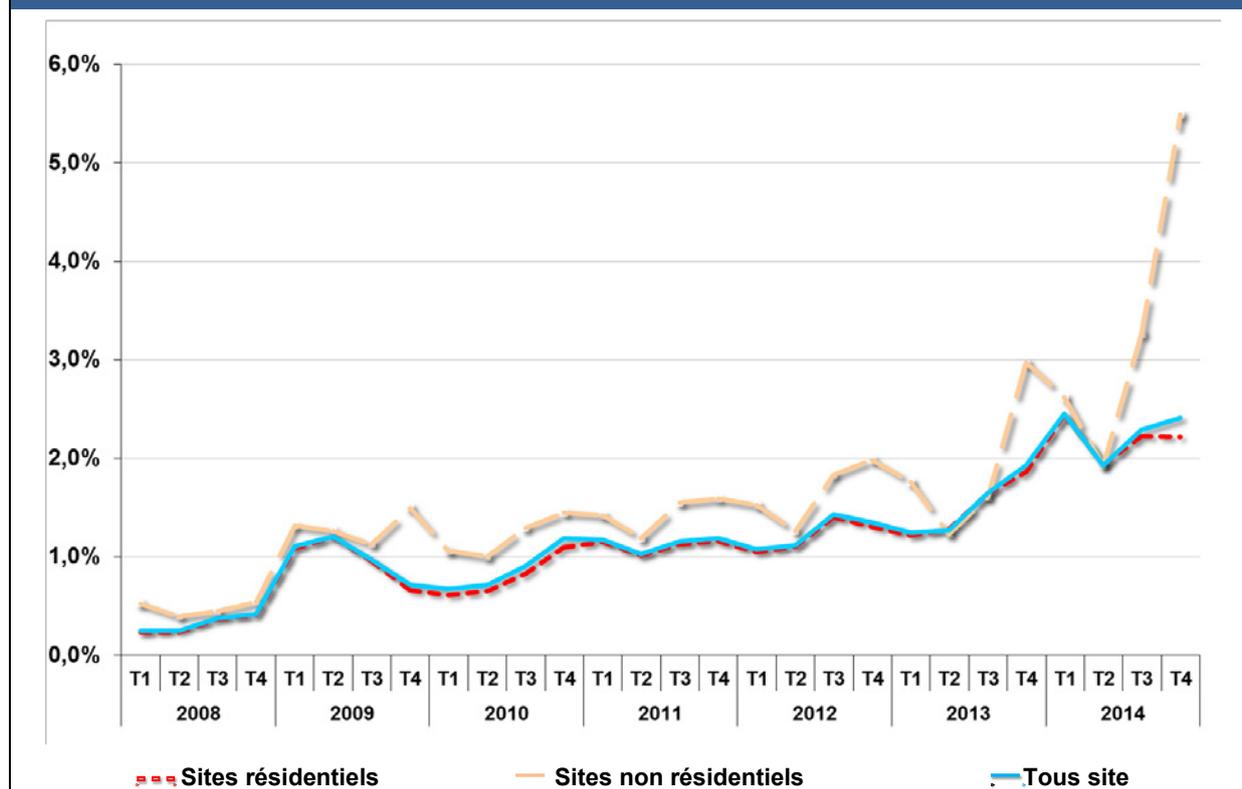
2.3.2. Le taux de rotation augmente fortement sur le segment non résidentiel

En 2013, le taux de rotation (ou taux de switch, cf. paragraphe 1.3.2) a poursuivi son augmentation à un rythme constant pour les clients non résidentiels et plus soutenu pour les clients résidentiels, signe d'un accroissement de l'activité concurrentielle.

Au cours de l'année 2014, le taux de switch des clients non résidentiels a fortement augmenté, passant de 1,9 % au deuxième trimestre 2014 à 5,5 % à la fin de l'année. Cela traduit l'accélération du rythme d'ouverture du marché du gaz naturel, à l'approche de l'échéance de la disparition de certains tarifs réglementés de vente de gaz naturel au 1^{er} janvier 2015 et également d'une meilleure information de ces clients sur l'ouverture du marché.

De manière générale, la concurrence s'exerce davantage sur le segment des clients non résidentiels, notamment celui des gros consommateurs. Cela traduit l'importance de la part de l'énergie dans les charges supportées par ces clients et donc des bénéfices potentiels de l'exercice de la concurrence. Les clients non résidentiels ont également une meilleure information sur l'ouverture des marchés.

Figure 55. Taux de rotation entre 2008 et 2014



Source : GRDF - Analyse : CRE

3. Suivi des processus clés et des coupures pour impayés

3.1. La qualité des services de changements de fournisseurs, de mises en service et de résiliations des gestionnaires des réseaux est satisfaisante

Les indicateurs de la Figure 56 à la Figure 61 présentent la réactivité du gestionnaire de réseau de distribution vis-à-vis de trois types de demandes que les fournisseurs peuvent lui adresser, à savoir :

- ✓ les changements de fournisseur ;
- ✓ les mises en service ;
- ✓ les résiliations.

Les définitions précises de ces termes figurent dans le lexique.

Pour ces indicateurs, le critère de suivi retenu est le respect du délai demandé par le fournisseur, lorsque la donnée est disponible. Dans le cas contraire, c'est le respect du délai catalogue qui est pris en compte.

Pour plus d'informations, le lecteur peut consulter le *Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF* publié par la CRE.

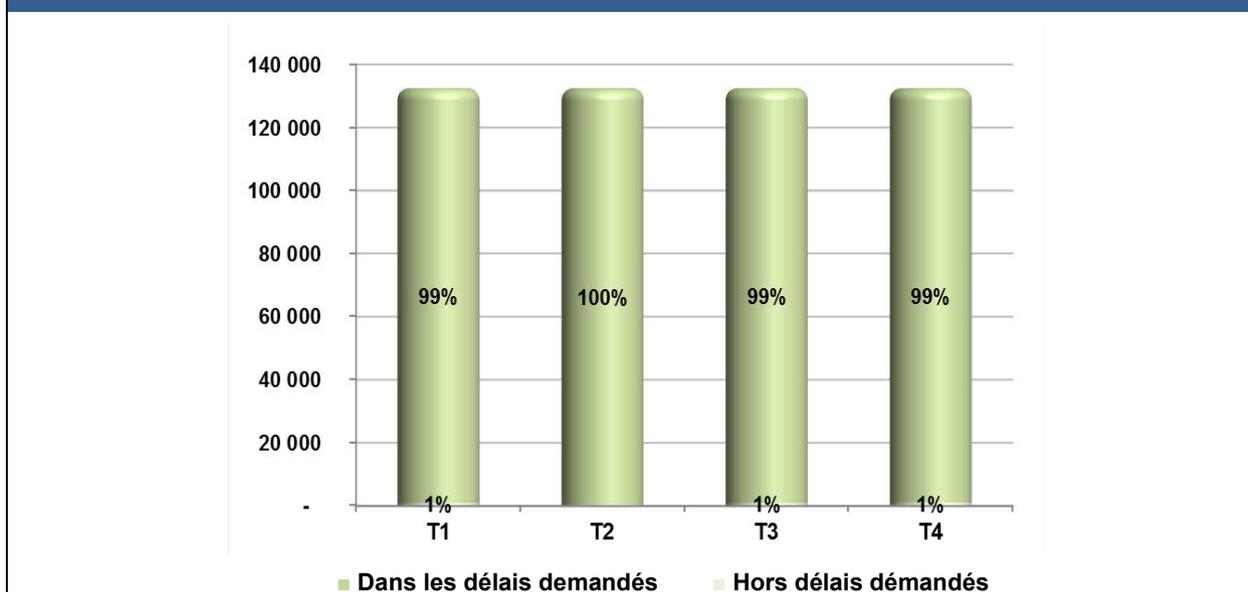
En électricité

Les indicateurs suivants se limitent au périmètre d'ERDF. Pour ce gestionnaire de réseau, le délai catalogue est de 5 jours ouvrés pour les mises en service et les résiliations.

La qualité de service reste plutôt stable d'un trimestre à l'autre. La qualité de la procédure de changement de fournisseur est très satisfaisante en 2014 avec 99,2 % des opérations réalisées dans les délais demandés par le fournisseur. Les résultats de qualité de service en ce qui concerne les

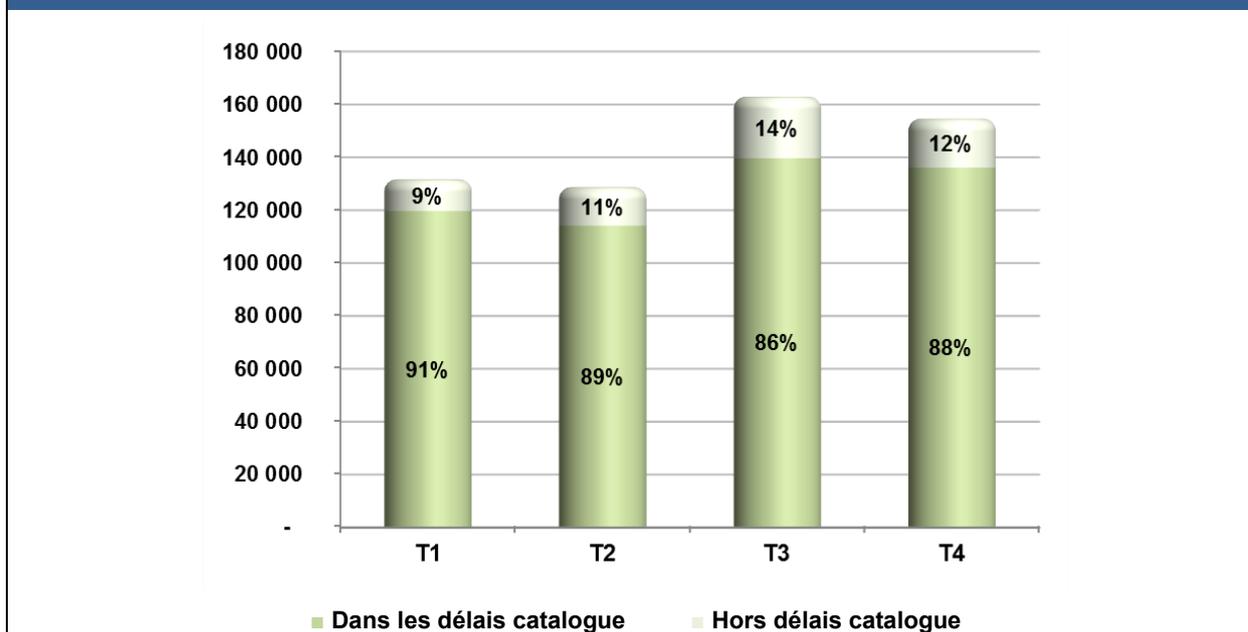
prises en service sont aussi satisfaisantes avec 88,5 % des opérations réalisées dans les délais catalogue. Les chiffres restent satisfaisants pour la procédure de résiliation (en moyenne 73,5 % des opérations réalisées dans les délais). Les réalisations hors délai peuvent par ailleurs s'expliquer pour partie par des délais demandés supérieurs aux délais catalogues.

Figure 56 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2014



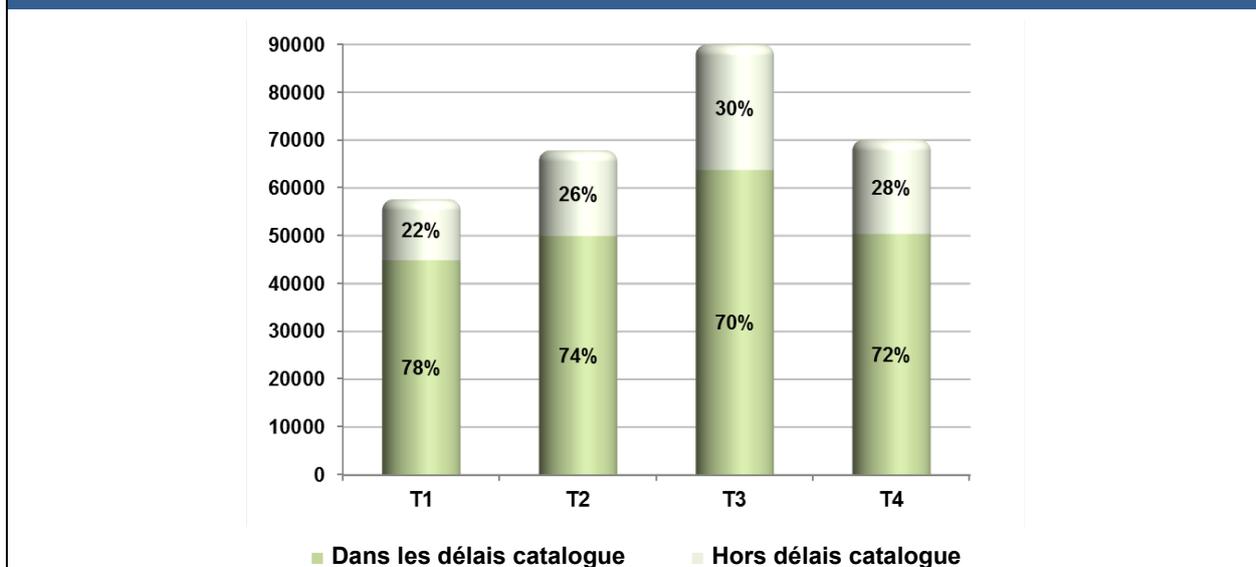
Source : ERDF - Analyse : CRE

Figure 57 : Évolution des délais de mise en service sur installation existante sur 2014



Source : ERDF - Analyse : CRE

Figure 58 : Évolution des délais de résiliation sur 2014



Source : ERDF - Analyse : CRE

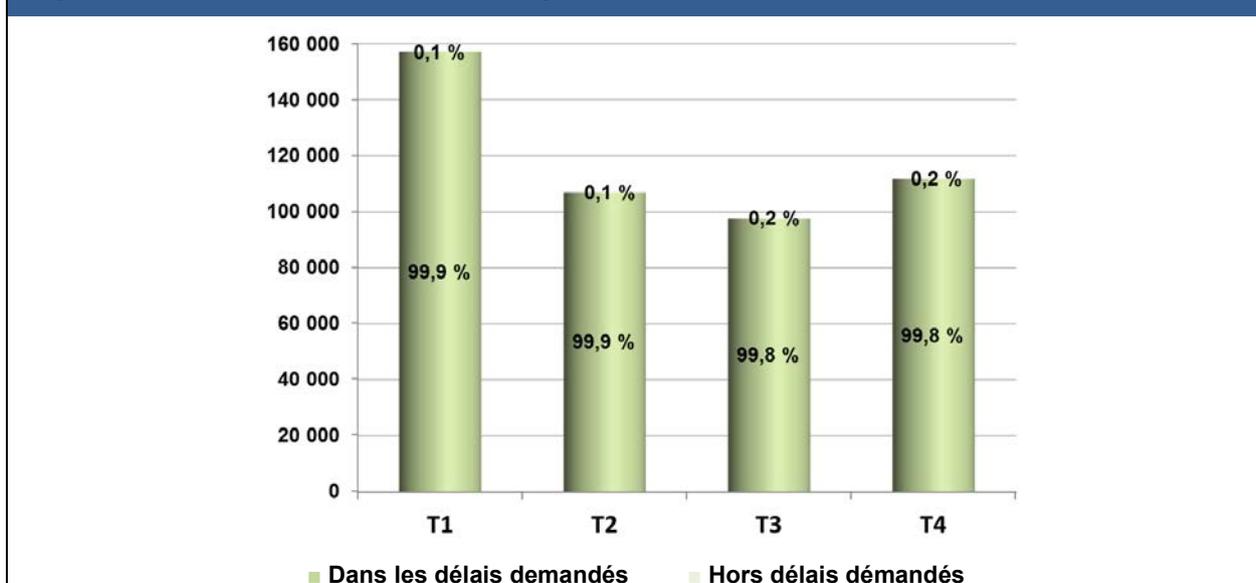
En gaz naturel

Les indicateurs suivants se limitent au périmètre de GRDF.

En 2014, la réactivité du gestionnaire de réseau reste satisfaisante et relativement stable dans le temps. Une très large majorité des demandes de changement de fournisseurs est réalisée dans les délais demandés. Le pourcentage de retard sur l'année 2014 est de 5,2 % lors des mises en service et de 4,5 % lors des mises hors service (ce qui constitue une diminution respective de 0,1 et 0,8 points par rapport à 2013).

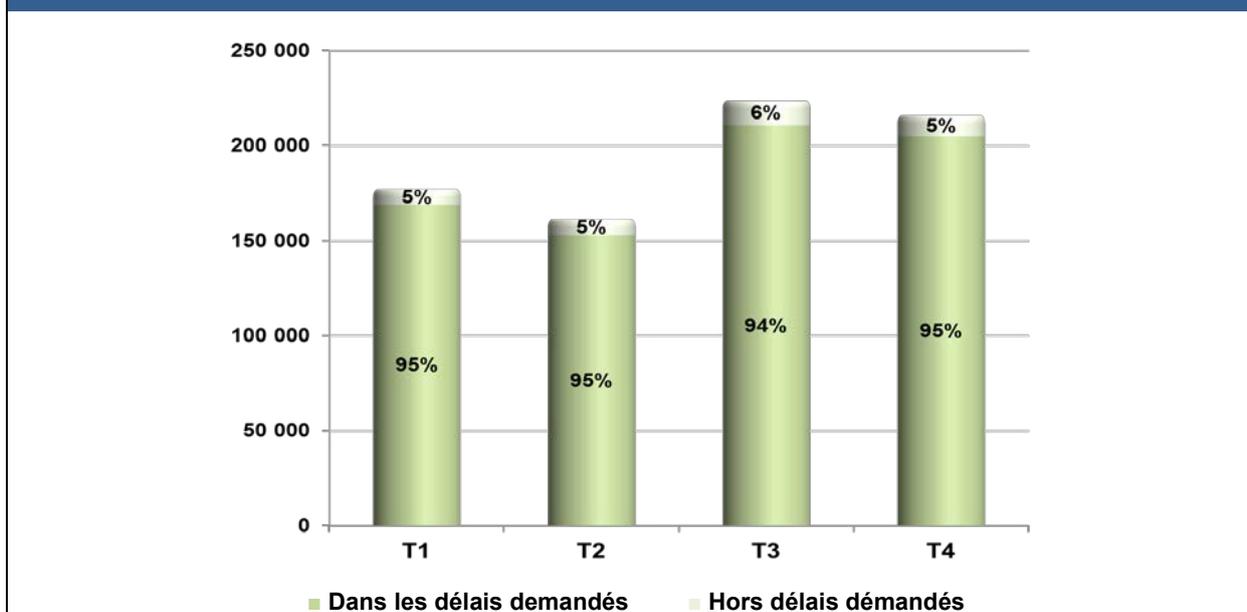
En 2014, malgré un nombre plus important de changements de fournisseurs au cours du premier trimestre 2014, lié à la migration des clients vers Lampiris à la suite de l'appel d'offres de l'UFC-Que-Choisir, les délais demandés ont été respectés dans 99,9 % des cas.

Figure 59 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2014



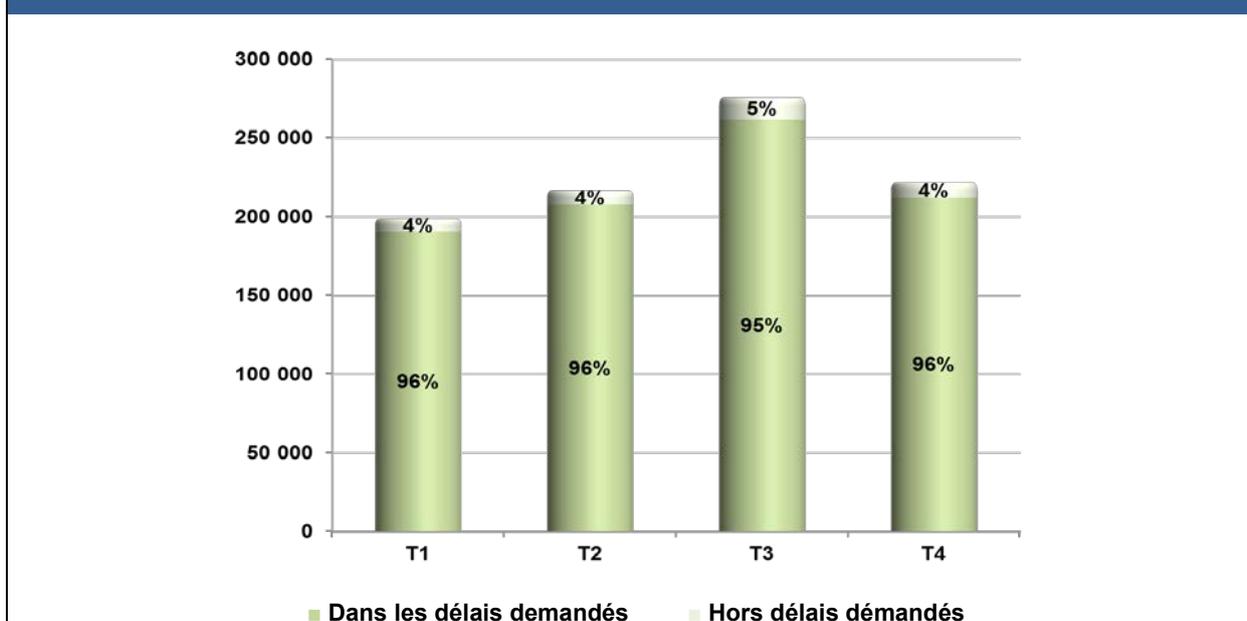
Source : GRDF - Analyse : CRE

Figure 60 : Évolution des délais de mise en service avec déplacement d'agent sur 2014



Source : GRDF - Analyse : CRE

Figure 61 : Évolution des délais de mise hors service sur 2014



Source : GRDF - Analyse : CRE

3.2. Les coupures d'énergie pour impayés sont plus importantes à la sortie de la trêve hivernale

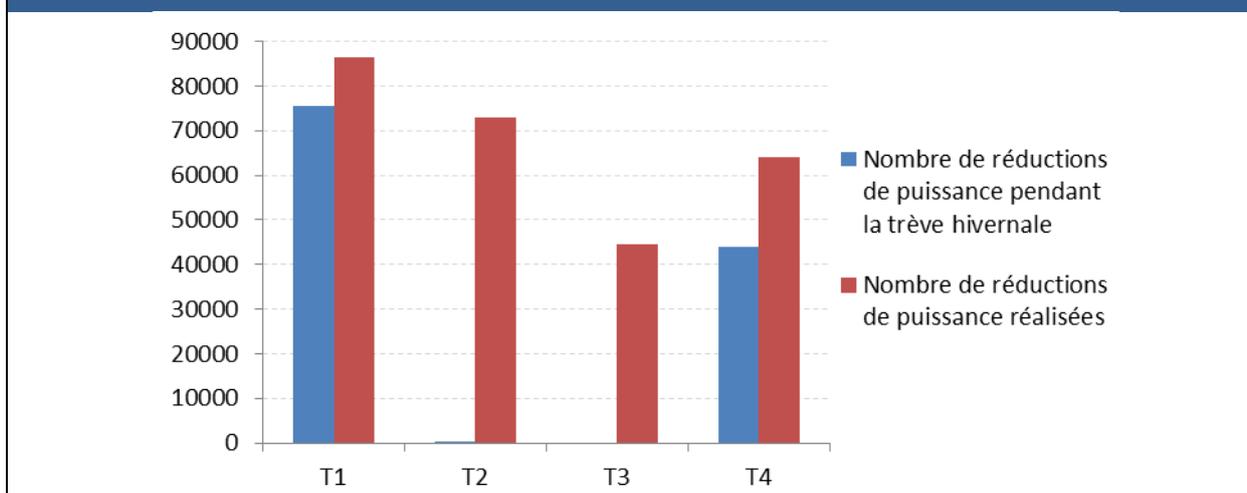
La loi du 15 avril 2013 traduite dans l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, a mis en place une trêve hivernale généralisée pour les coupures d'énergie : du 1^{er} novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, les fournisseurs n'ont pas le droit de demander des coupures pour non-paiement des factures de fourniture d'électricité et de gaz de la résidence principale, que les personnes aient ou non bénéficié d'une aide du fonds de solidarité pour le logement. En électricité, le fournisseur peut toutefois demander une réduction de puissance, sauf pour les consommateurs bénéficiant du Tarif Première Nécessité (TPN). L'interdiction s'applique aussi en cas de résiliation à l'initiative du fournisseur du contrat de fourniture d'une résidence principale pour non-paiement.

Les fournisseurs d'électricité et de gaz ont l'obligation de communiquer chaque trimestre à la CRE et au médiateur national de l'énergie les informations sur les dispositions prises en cas de non-paiement de facture par ces clients : résiliations de contrat, interruptions de fourniture et réductions de puissance.

Les informations des fournisseurs suivants ont été retenues : ALTERNA, ANTARGAZ, Direct Energie, EDF, EDF SEI, ENERCOOP, Energem, ENI, ES Energies Strasbourg, Gaz de Bordeaux, ENGIE, Gaz Electricité de Grenoble, GEG SOURCE D'ENERGIE, LAMPIRIS, LUCIA, PLANETE OUI, Proxelia, SELIA, SEOLIS, SICAE-OISE, SOREGIES et UEM.

Sur l'année 2014, il y eu 300 000 interruptions de fourniture d'électricité et de gaz naturel, 189 000 résiliations de contrat dont 137 000 précédées d'une interruption de fourniture. En électricité, 267 000 réductions de puissance ont été réalisées, dont 119 500 pendant la trêve hivernale.

Figure 62 : Nombre de réductions de puissance en électricité en 2014

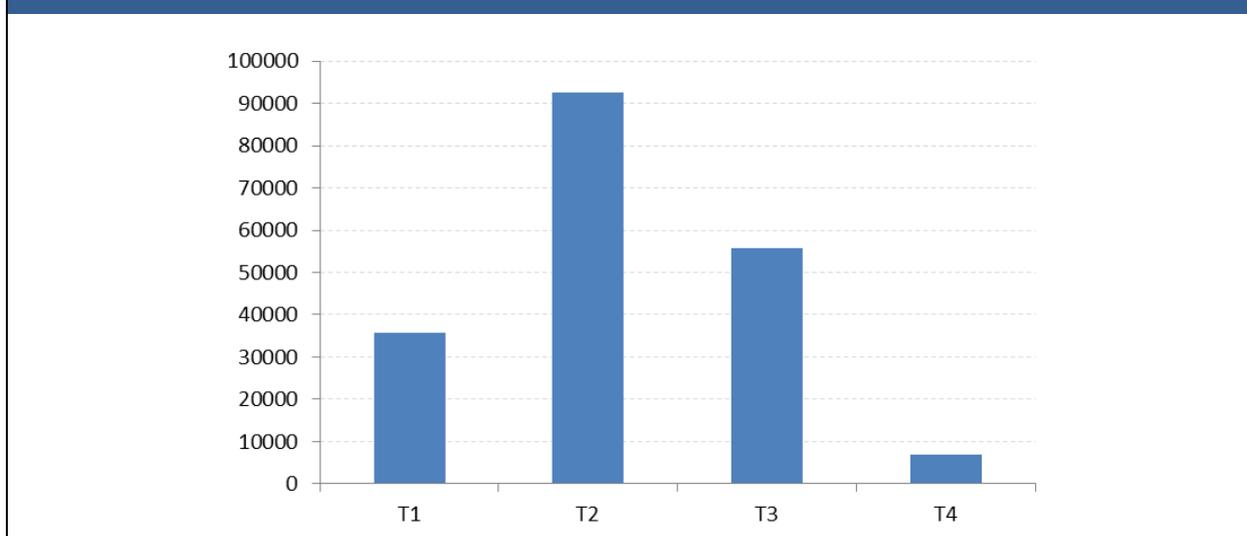


Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

En électricité

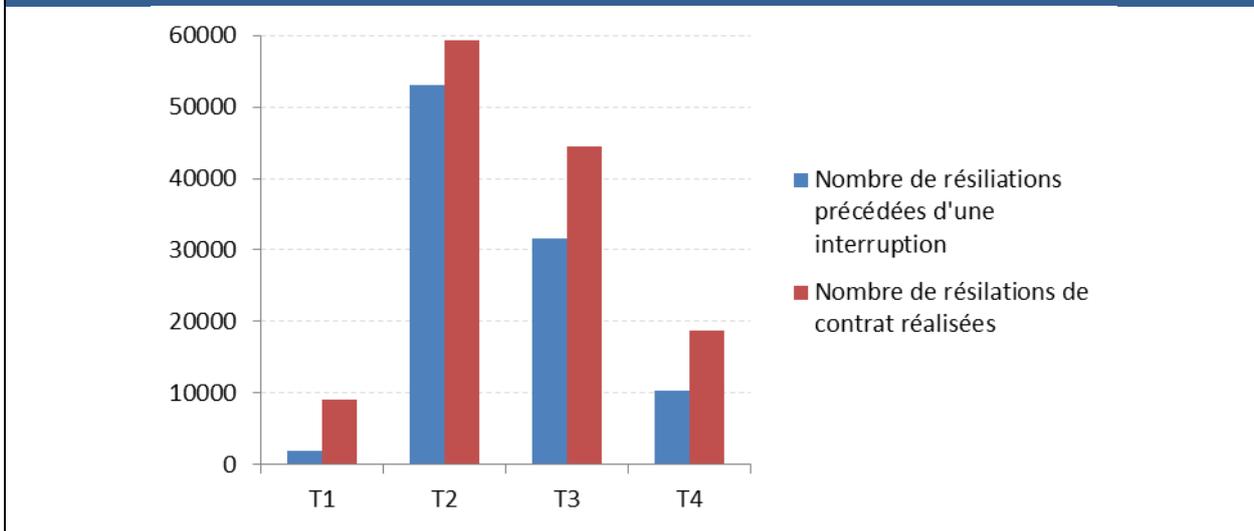
Sur l'année 2014, plus de 190 000 interruptions de fourniture ont été réalisées à la suite d'un déplacement pour impayés, avec un pic observé au 2^{ème} trimestre 2014. Près de 35 000 coupures ont été réalisées juste à la sortie de la trêve et près de 6 800 l'ont été durant le mois précédant la trêve.

Figure 63 : Nombre de coupures réalisées en électricité en 2014



Plus de 131 000 résiliations de contrat ont été réalisées, dont quasiment 97 000 ont été précédées d'une interruption. Comme pour les coupures, un pic est observé au 2^{ème} trimestre 2014, en sortie de trêve. Les fournisseurs ont majoritairement précédé leurs demandes de résiliations de contrat par une interruption de fourniture.

Figure 64 : Nombre de résiliations réalisées en électricité en 2014

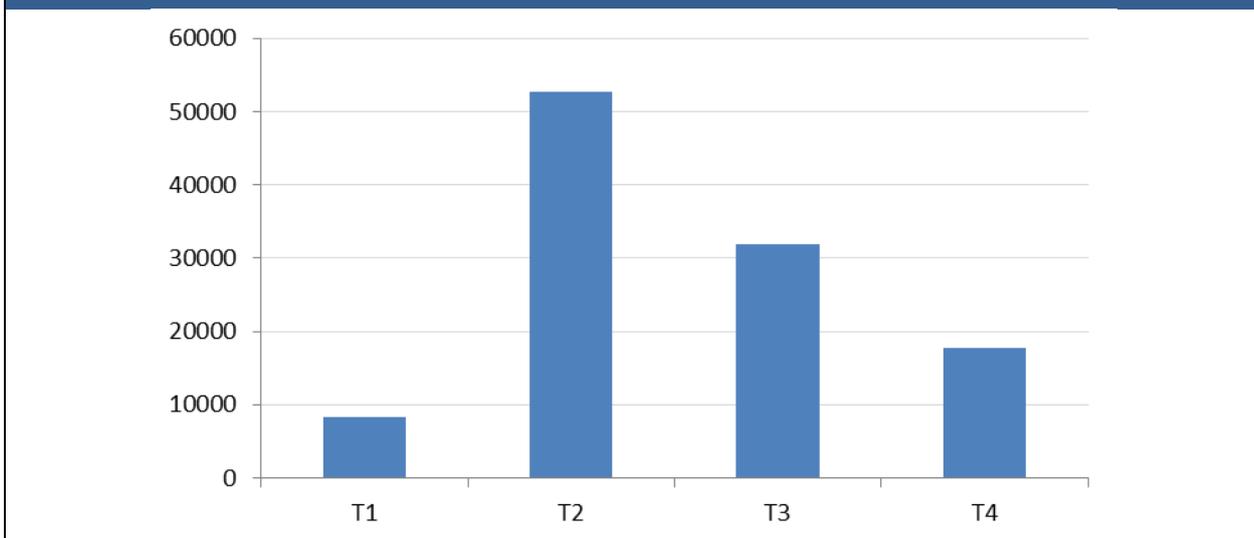


Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

En gaz naturel

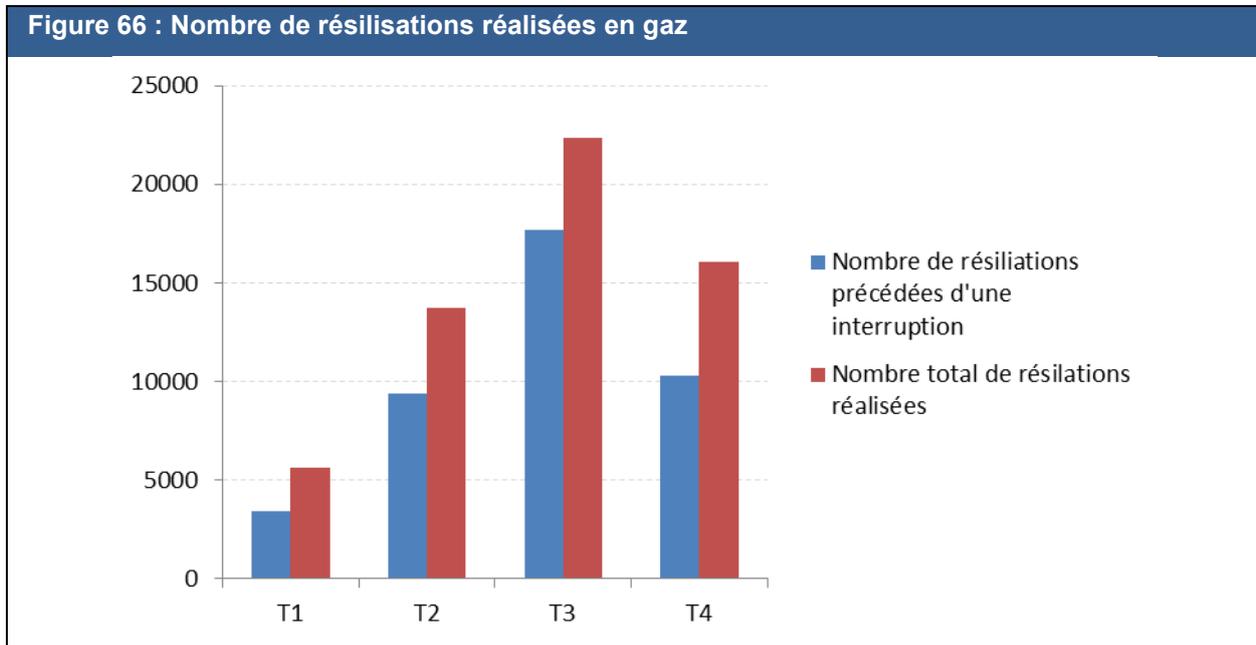
Sur l'année 2014, plus de 110 000 coupures ont été réalisées, avec un passage de 8 000 demandes en fin de 1^{er} trimestre à près de 53 000 demandes au 2^{ème} trimestre.

Figure 65 : Nombre de coupures réalisées en gaz



Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

Comme en électricité, les résiliations de contrat (58 000 en 2014) ont été majoritairement précédées d'une interruption de fourniture (41 000). Le pic de résiliations a été observé au troisième trimestre (22 300).



Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

SECTION 2 – Les offres et les prix

Sur le marché de l'électricité comme du gaz naturel, les consommateurs peuvent choisir entre deux types d'offres :

- ✓ les tarifs réglementés de vente ;
- ✓ les offres de marché. Ces offres peuvent être à prix fixe²⁶ ou à prix variable. Les offres à prix variable peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, ARENH, produits pétroliers ou gaziers...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur.

Le consommateur résidentiel peut à tout moment et sans frais résilier son contrat et changer d'offre ou de fournisseur, que ce soit pour une offre au tarif réglementé ou une offre de marché, aussi bien à prix variable qu'à prix fixe (le prix fixe de l'offre n'induit aucun engagement de la part du client). En particulier, le consommateur résidentiel peut à tout moment revenir à un contrat au tarif réglementé auprès de son opérateur historique.

Pour les consommateurs non résidentiels, revenir au tarif réglementé de vente n'est pas toujours possible. C'est le cas notamment pour les consommateurs non résidentiels consommant plus de 30 000 kilowattheures de gaz naturel par an ou pour un consommateur non résidentiel d'électricité ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

L'objet de la présente section est d'analyser les prix sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel tout autant sur les offres aux tarifs réglementés de vente que sur les offres de marché.

Les premières parties de cette analyse consistent en l'examen de l'équilibre économique des tarifs réglementés de vente dans les deux énergies. Il s'agit en particulier d'étudier la couverture des coûts des fournisseurs historiques par les tarifs réglementés de vente et la contestabilité des tarifs au regard des coûts supportés par les fournisseurs alternatifs.

La troisième partie de cette section se focalise quant à elle sur les offres de marché. Après avoir présenté le niveau de prix des offres proposées par les fournisseurs aux consommateurs résidentiels l'analyse porte sur les préférences des consommateurs au regard des offres qui leur sont proposées par les différents fournisseurs et s'attache à des offres plus spécifiques telles les offres vertes. En dernier lieu, la dernière sous-section examine de nouvelles pratiques d'achats en gaz naturel, permettant à des acteurs de taille plus modeste tels que des PME et PMI, d'accéder aux marchés de gros du gaz naturel.

1. Les tarifs réglementés d'électricité

L'objet de cette sous-section est de présenter la nouvelle méthodologie de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité instaurée par le décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014 et d'analyser les conséquences sur la contestabilité et le niveau des tarifs.

1.1. La tarification par empilement, une nouvelle méthodologie de calcul des tarifs réglementés d'électricité permettant d'assurer la contestabilité des tarifs

Le décret du 12 août 2009 disposait que les tarifs réglementés de vente étaient établis de manière à couvrir les coûts que supportent les opérateurs historiques pour fournir leur clients, ainsi qu'une marge raisonnable. Il a été modifié par le décret du 28 octobre 2014, sur lequel la CRE a été saisie pour [avis](#). Ce décret modifié prévoit une tarification par empilement, conformément à l'article L. 337-6 du code

²⁶ Dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an ici

de l'énergie. Cette construction reflète la façon dont un fournisseur alternatif d'électricité peut construire ses offres de marché, compte-tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose.

Cette nouvelle construction tarifaire concourt à l'ouverture du marché, en assurant la contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité par les fournisseurs alternatifs, et augmente l'incitation de l'opérateur historique à maîtriser ses coûts. Elle améliore aussi la transparence du calcul des tarifs réglementés. En 2014, l'application de la tarification par empilement a permis de limiter la hausse des tarifs supportée par les consommateurs.

Le tarif réglementé est désormais calculé pour chaque catégorie tarifaire comme la somme des coûts d'approvisionnement à l'ARENH et sur le marché de gros, des coûts de commercialisation, d'une rémunération normale de l'activité de fourniture et des charges d'acheminement. Cette méthode de tarification par empilement donne aux fournisseurs alternatifs un espace économique pour pouvoir proposer des offres compétitives, ce qui favorise l'ouverture du marché de détail de l'électricité.

Consultations des fournisseurs : quelle marge pour l'activité de fourniture ?

Cet encadré dépasse le cadre des seuls tarifs réglementés d'électricité pour aborder la notion de marge du point de vue plus général de l'activité de fourniture d'énergie.

Les décrets relatifs aux tarifs réglementés de vente prévoient que les tarifs intègrent « *une marge commerciale raisonnable* » pour les tarifs réglementés de vente de gaz²⁷ et « *une rémunération normale de l'activité de fourniture* » pour les tarifs réglementés de vente d'électricité²⁸.

Pour les offres de marché aussi bien que pour les tarifs réglementés, la marge de l'activité de commercialisation²⁹ doit permettre de couvrir les risques associés à l'activité de fourniture non pris en compte par ailleurs, ainsi que le capital engagé dans l'activité de commercialisation, le cas échéant.

Selon un fournisseur, en plus d'assurer l'attractivité financière de l'activité de fourniture, « *la marge doit permettre l'innovation indispensable induite par l'arrivée des compteurs communicants et la numérisation croissante de la relation clientèle* ».

Les niveaux de marge sont très hétérogènes selon, d'une part, le segment de clientèle et, d'autre part, le type d'offre. Les marges nettes constatées sur le haut de portefeuille, segment où la pression concurrentielle est la plus intense, sont très faibles, voire parfois négatives lors de l'entrée d'un fournisseur sur ce segment de marché.

Certains fournisseurs ne participent pas aux appels d'offres lancés par des clients multi-sites en raison des marges très faibles constatées sur ce segment de clientèle. Néanmoins, certains fournisseurs réalisent des marges plus faibles sur la clientèle de masse que sur le segment des professionnels dans l'objectif de pénétrer plus rapidement ce marché en proposant des prix plus compétitifs.

Par ailleurs, les stratégies diffèrent au sein des fournisseurs historiques puisque certains d'entre eux visent une marge plus élevée sur leurs offres de marché que sur leurs offres aux tarifs réglementés de vente, alors que d'autres au contraire visent une marge plus faible sur ce type d'offre dans l'objectif de développer rapidement leur portefeuille de clientèle en offres de marché.

²⁷ Décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifié relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

²⁸ Décret n° 2009-975 du 12 août 2009 modifié relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

²⁹ Les briques « approvisionnement » et « acheminement » portent déjà implicitement une rémunération de l'activité de production et une rémunération de l'activité de réseaux.

Pour pouvoir apprécier la contestabilité et évaluer le niveau des tarifs, la CRE a développé des modèles simulant l’approvisionnement d’un fournisseur sur le marché et à l’ARENH, dont les modalités sont détaillées dans son [rapport 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente](#). Ces outils sont en cours de perfectionnement, notamment afin d’être en mesure d’évaluer le niveau des tarifs à effacement (EJP, Tempo). La CRE en rend les principes publics afin d’assurer la transparence nécessaire aux acteurs du marché et aux consommateurs.

La CRE mène des analyses complémentaires afin de définir la notion de « fournisseur aussi efficace qu’EDF » prévue par le décret pour le calcul des coûts de commercialisation.

Le décret du 28 octobre 2014³⁰ prévoyant la construction des tarifs réglementés d’électricité par empilement indique que les coûts de commercialisation pris en compte dans les tarifs réglementés doivent correspondre « aux coûts de commercialisation d’un fournisseur d’électricité au moins aussi efficace qu’Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l’électricité ».

Le 19 juin 2015, la CRE a lancé une consultation publique afin de consulter les acteurs sur les coûts à prendre en compte dans les tarifs réglementés d’électricité au titre :

- des coûts de commercialisation d’un « fournisseur au moins aussi efficace qu’EDF » ;
- de la rémunération normale de l’activité de fourniture des clients aux tarifs réglementés de vente d’électricité.

Les réponses, qui devaient parvenir à la CRE avant le 31 juillet dernier, sont en cours d’instruction par ses services. Cette consultation s’inscrit dans l’objectif pour la CRE de proposer les tarifs réglementés de vente aux ministres à partir du 8 décembre 2015.

1.2. Des hausses limitées au 1^{er} novembre 2014 en raison de la nouvelle méthode de calcul des tarifs et d’une conjoncture favorable

En raison de prix de marché déprimés et de l’augmentation des coûts de production d’EDF, le changement de méthode de tarification (de la couverture des coûts de l’opérateur historique à l’empilement des coûts des fournisseurs alternatifs) a limité la hausse des tarifs réglementés en 2014. Les coûts de production d’EDF demeurent cependant couverts, mais la rémunération des capitaux investis, qui est variable dans la méthode de tarification « par empilement », a diminué, en raison du niveau faible des prix de marché.

Le niveau de ces tarifs, fixés par l’arrêté du 30 octobre 2014, correspond à celui calculé par la CRE dans son rapport 2014 sur les tarifs réglementés de vente d’électricité. Cependant, les tarifs ne tiennent compte que partiellement du rattrapage tarifaire relatif aux années 2012 et 2013.

Tableau 3. Hausse tarifaire et niveau des tarifs réglementés de vente d’électricité en vigueur au 1^{er} novembre 2014

	Bleu résidentiel	Bleu professionnel	Jaune	Vert
Hausse tarifaire au 1^{er} novembre 2014	2,5%	-0,7%	2,5%	3,7%
TRV hors taxes en €/MWh	104,2	101,0	90,6	67,4

Source : EDF - Analyse : CRE

³⁰ Décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l’électricité.

1.3. Un changement de méthode qui bénéficie d'avantage aux clients bleus qu'aux clients jaunes et verts

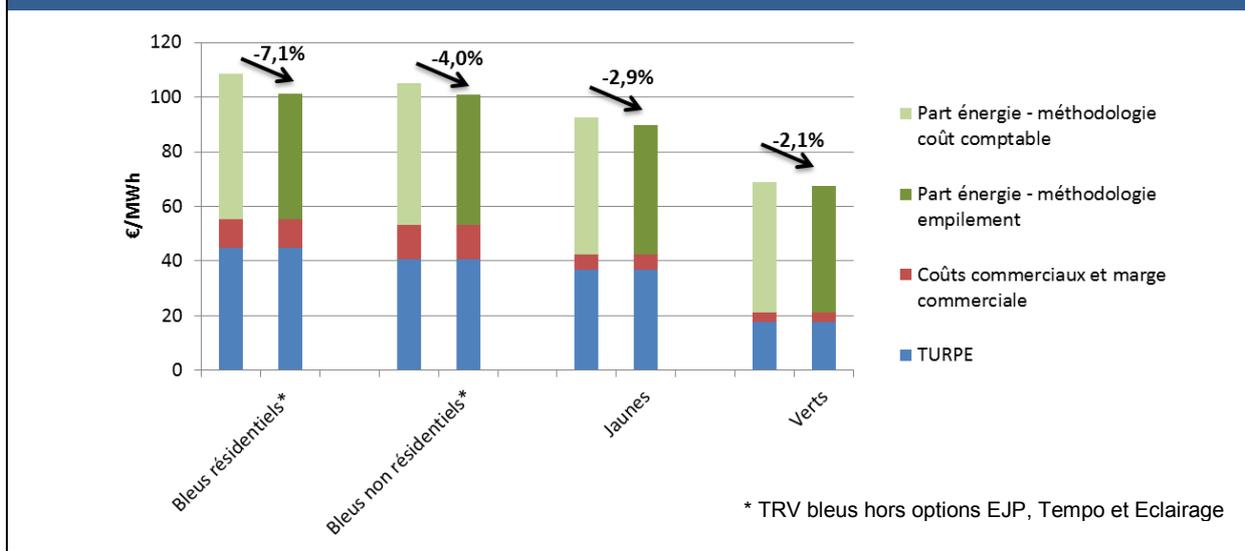
L'effet du changement méthodologique est différencié entre les catégories tarifaires, les clients « bleus » bénéficiant plus de cette évolution que les clients jaunes ou verts.

Les fondements du calcul de la part énergie sont différents entre les deux méthodes. Précédemment, était allouée à chaque catégorie tarifaire une part du coût comptable de production, intégrant une rémunération, de l'opérateur historique, selon des clefs d'affectation issues d'un modèle dit « de parc adapté », détaillé dans le rapport 2014 de la CRE sur les tarifs réglementés.

Le calcul de la part énergie du tarif dans la nouvelle méthode est fondé sur des principes différents, notamment une forme d'indexation au marché de gros de l'énergie. De plus, la valeur de la capacité ne sera intégrée dans les tarifs réglementés qu'à partir de 2017, année de mise en place du marché de capacité, alors que le modèle de parc adapté en intégrait une valeur.

La non prise en compte jusqu'en 2017 de la valeur de la capacité dans les tarifs réglementés bénéficie de façon plus importante aux clients ayant un profil de consommation marqué à la pointe, c'est-à-dire les clients résidentiels, et de façon moins importante aux clients dont la consommation est moins formée, c'est-à-dire les clients industriels.

Figure 67 : Comparaison des niveaux moyens des tarifs réglementés par catégorie tarifaire pour l'année 2014 selon les méthodologies de coût comptable avec rémunération et d'empilement



Source : EDF - Analyse : CRE

Évolution des tarifs réglementés de vente bleus hors taxes et toutes taxes comprises sur la période 2000-2014

Cette partie présente les évolutions de la facture de deux clients résidentiels « types » sur les 15 dernières années :

- Un client ayant souscrit l'option « base » et une puissance de 6 kVA pour une consommation de 2 400 kWh par an ;
- Un client ayant souscrit l'option « heures pleines heures creuses » (HPHC) et une puissance de 9 kVA pour une consommation de 8 500 kWh dont 54 % en heures pleines.

Le choix de cette période d'étude permet de replacer les récentes évolutions tarifaires dans une perspective de plus long terme et d'expliquer les principales évolutions qui ont abouti à un tarif constitué aujourd'hui pour environ un tiers de coûts de réseau, un tiers de coûts de fourniture (énergie et coûts de commercialisation) et un tiers de taxes.

En 2000, le tarif réglementé résidentiel était un tarif intégré, c'est-à-dire que les parts réseau et fourniture du tarif n'étaient pas séparées, l'opérateur historique EDF étant alors intégré et en situation de monopole. Les taxes appliquées sur le tarif intégré hors taxes étaient la TVA (Taxe sur la Valeur Ajoutée) et les TLE (Taxes Locales sur l'Electricité), qui ont été remplacées depuis le 1^{er} janvier 2011 par les TCFE (Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité).

En 2003, la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) est créée afin de financer la péréquation avec les zones non interconnectées, le développement des énergies renouvelables ainsi que la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN).

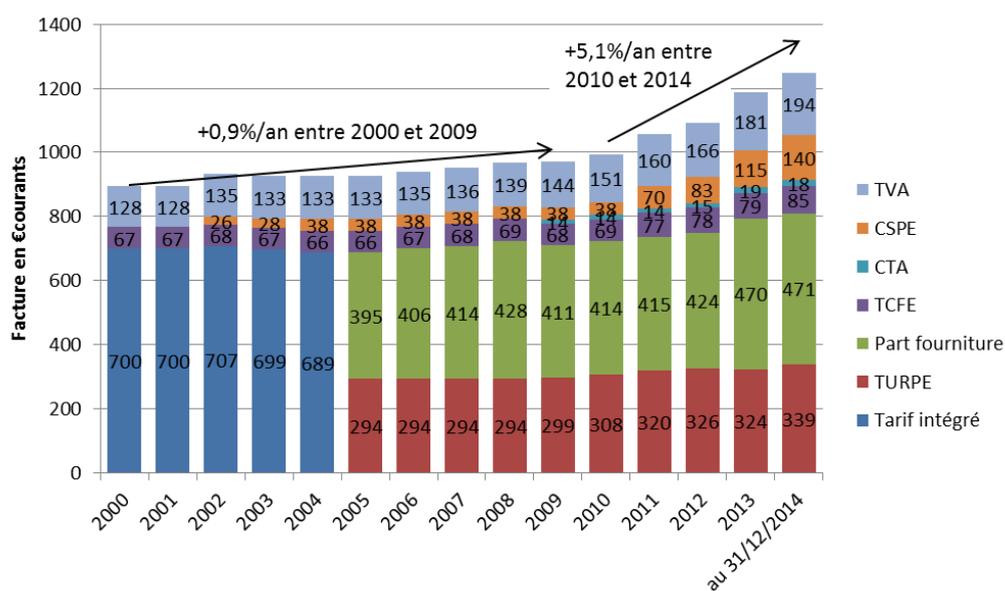
En 2005, le TURPE, qui existait déjà pour les clients en haute tension, est créé pour les clients raccordés en basse tension. Il est dès lors possible d'identifier la part des tarifs bleus finançant les charges d'acheminement de l'électricité et la part fourniture.

Cette même année, la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) est créée pour financer les retraites des agents des Industries électriques et gazières (IEG). D'abord incluse dans les tarifs, cette taxe en a été extraite en août 2009, afin de permettre une comparaison transparente entre tarifs réglementés et offres aux conditions du marché.

Depuis 2007, les clients au tarif réglementé de vente ont la possibilité de choisir des offres de marché chez d'autres fournisseurs que l'opérateur historique.

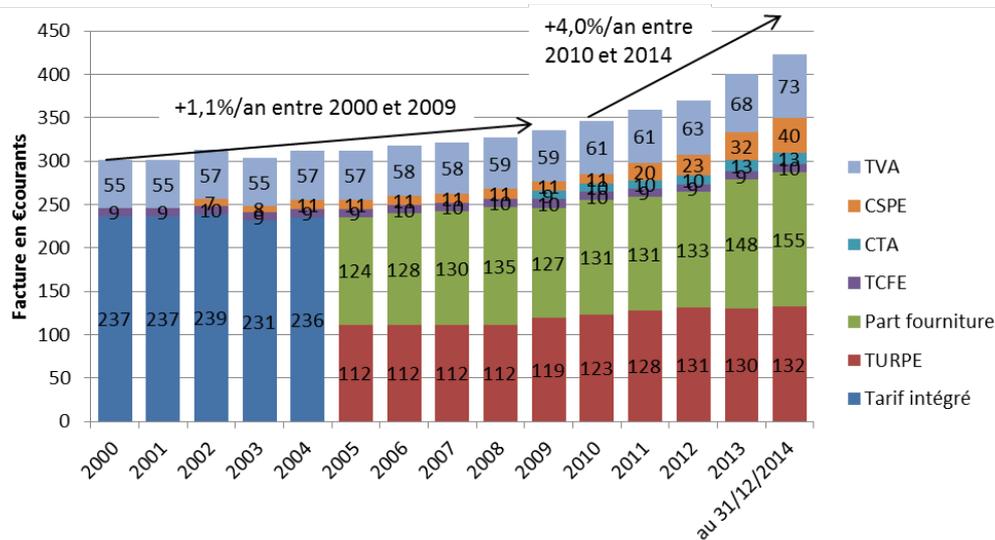
Les Figure 68 et Figure 69 représentent l'évolution de la facture annuelle en euros courants des deux clients type HPHC et Base. Les tarifs évoluant généralement en cours d'année à des dates variables, la grille tarifaire retenue pour calculer la facture est celle appliquée à la fin de l'année considérée.

Figure 68: Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option heures pleines heures creuses et une puissance de 9 kVA



Analyse : CRE

Figure 69: Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option Base et une puissance de 6 kVA

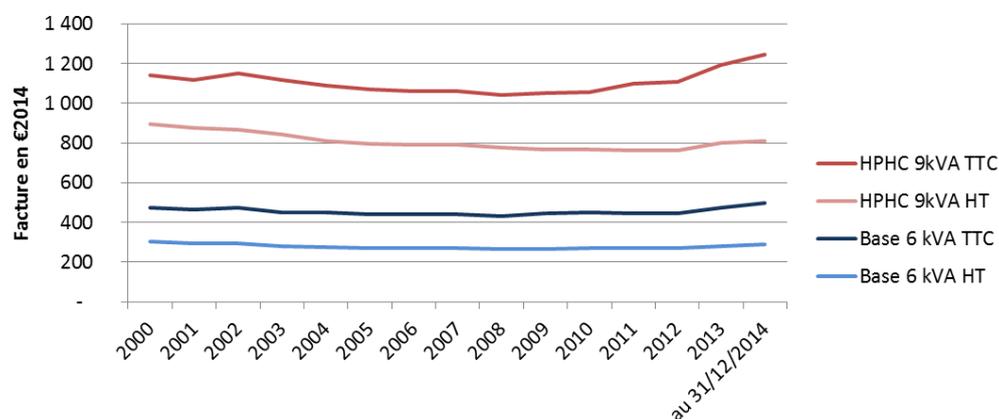


Analyse : CRE

La facture annuelle de ces clients type a connu une hausse modérée en euros courants sur la période 2000-2009, inférieure à l'inflation, qui s'est ensuite accélérée sur la période 2009-2014, principalement en raison de la hausse des taxes (et notamment la CSPE) et de l'augmentation du coût comptable de production d'EDF à partir duquel était calculée la part énergie du tarif réglementé jusqu'au 1^{er} novembre 2014.

La Figure 70 présente l'évolution des factures hors taxes et toutes taxes comprises de ces mêmes clients type « Base » et « HPHC » en euros constants 2014, c'est-à-dire corrigés de l'inflation. Les clients type Base et HPHC ont vu leur facture HT diminuer de respectivement 5 % et 9 % et leur facture TTC augmenter de respectivement 4,5 % et 9 % entre le tarif de l'année 2000 et le tarif appliqué fin 2014.

Figure 70: Facture annuelle TTC et HT en euros constants des clients type Base et HPHC



Analyse : CRE

1.4. Une structure tarifaire à réexaminer

Après la définition d'une méthode de tarification par empilement pour le niveau des tarifs, il est nécessaire de définir une méthode cohérente pour établir la structure des tarifs, c'est-à-dire la répartition des coûts entre une part fixe (exprimée en €) et une part variable (exprimée en €/MWh) et, au sein de la part variable, la relativité des prix entre les différents postes horo-saisonniers, dans le but de refléter les coûts réels du système électrique et de maîtriser la pointe de consommation.

La CRE a proposé dans son rapport 2014 plusieurs méthodologies envisageables à ce sujet. La structure actuelle des tarifs réglementés de vente est issue, comme évoqué précédemment, du « parc adapté », un modèle théorique de parc à long terme qui répond de manière optimale à la demande de consommation prévisionnelle. Cette structure pourrait évoluer vers un modèle fondé sur les prix des marchés de gros et sur le mécanisme de l'ARENH. La CRE participe, avec les acteurs concernés, aux consultations menées par les pouvoirs publics.

Recours juridiques en cours - ordonnance de référé du Conseil d'Etat

L'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), estimant que les tarifs réglementés de vente de l'électricité tels qu'issus de l'arrêté du 30 octobre 2014 n'avaient pas été fixés à des niveaux suffisamment élevés, a demandé au juge des référés du Conseil d'État de suspendre cet arrêté.

Par ordonnance du 7 janvier 2015, le juge des référés a retenu qu'à ce stade du litige, les moyens soulevés par l'association requérante n'étaient pas, en l'état de l'instruction, de nature à créer un doute sérieux de la légalité de l'arrêté des tarifs bleus et jaunes. S'agissant des tarifs verts, le juge des référés a retenu que leur niveau insuffisant pour assurer le rattrapage des écarts tarifaires passés était de nature à créer un doute sérieux sur la légalité de l'arrêté attaqué. Cependant, le juge des référés a estimé que la condition d'urgence n'était pas remplie.

Le juge des référés a donc ordonné le rejet de la requête en référé de l'ANODE.

Le Conseil d'Etat examinera la requête en annulation à une date ultérieure.

2. Les tarifs réglementés de vente de gaz

La sous-section ci-dessous porte sur l'étude des tarifs réglementés de vente d'ENGIE et des ELD. Elle examine en particulier les différentes composantes de prix et la couverture des coûts des tarifs réglementés de vente d'ENGIE en vigueur en 2014.

2.1. Décomposition de la facture

La Figure 71 présente les composantes de coûts de la facture hors taxes établie pour chaque tarif en distribution publique d'ENGIE en moyenne sur l'année 2014 : tarifs Base (usage cuisson), B0 (usage eau chaude), B1 (usage chauffage individuel), B2I (petite chaufferie), B2S (grande chaufferie collective d'immeuble ou HLM) et TEL (grande chaufferie, serristes).

La facture aux tarifs réglementés se décompose en quatre grands postes : la matière (coût d'achat du gaz), les infrastructures, la commercialisation et les taxes.

La composante matière est calculée à partir des formules tarifaires définies par les arrêtés relatifs aux tarifs réglementés de vente d'ENGIE en distribution publique³¹ en vigueur pendant l'année 2014. Cette formule est indexée sur le prix du gaz naturel sur le marché de gros à hauteur de 59,8 % depuis le

³¹ Arrêtés du 27 juin 2013 et du 30 juin 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF Suez.

1^{er} juillet 2014, soit 14 points de plus qu'au 1^{er} juillet 2013. Les autres éléments constitutifs de la formule sont les indices relatifs à un panier de produits pétroliers et le taux de change euro/dollar.

La composante infrastructure est calculée à partir des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution définis par la CRE et des tarifs d'utilisation des stockages, non régulés.

La composante commercialisation est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes aux tarifs réglementés et les deux termes précédents. En effet, du fait de la sur-couverture ou sous-couverture des coûts pour certains tarifs, la composante commercialisation des tarifs présentée peut être inférieure aux coûts réels de commercialisation d'ENGIE. Cette composante correspond aux coûts commerciaux (marketing, gestion clientèle, systèmes d'information...), à la contribution au tarif spécial de solidarité du gaz, à la contribution biométhane, et à une marge commerciale raisonnable.

Les taxes sont calculées à partir de la facture hors taxes aux tarifs réglementés. Elles sont au nombre de deux :

- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) est assise sur la part fixe du tarif de distribution (ATRD) et du tarif de transport (ATRT, y compris le terme de souscription) et permet d'assurer le financement des droits de retraite antérieurs au 1^{er} janvier 2005 des agents des activités régulées de distribution et transport d'électricité et de gaz naturel.
- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) est assise sur l'ensemble des éléments de la facture, autres taxes incluses. Le taux réduit de 5,5 % s'applique à la part fixe du tarif réglementé de vente hors taxes ainsi qu'à la CTA. Le taux plein de 20 % s'applique à tous les autres éléments.

Figure 71 : Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel d'ENGIE en moyenne sur l'année 2014



Source : ENGIE - Analyse : CRE

2.2. Une amélioration sensible de la couverture des coûts d'ENGIE par tarif à la suite de l'évolution de la structure tarifaire de juillet 2014

Afin de permettre l'existence d'un espace économique nécessaire au développement d'autres acteurs que les fournisseurs historiques, les textes législatifs et réglementaires prévoient que les tarifs réglementés de vente couvrent les coûts supportés par ces fournisseurs pour la fourniture de gaz à ces tarifs.

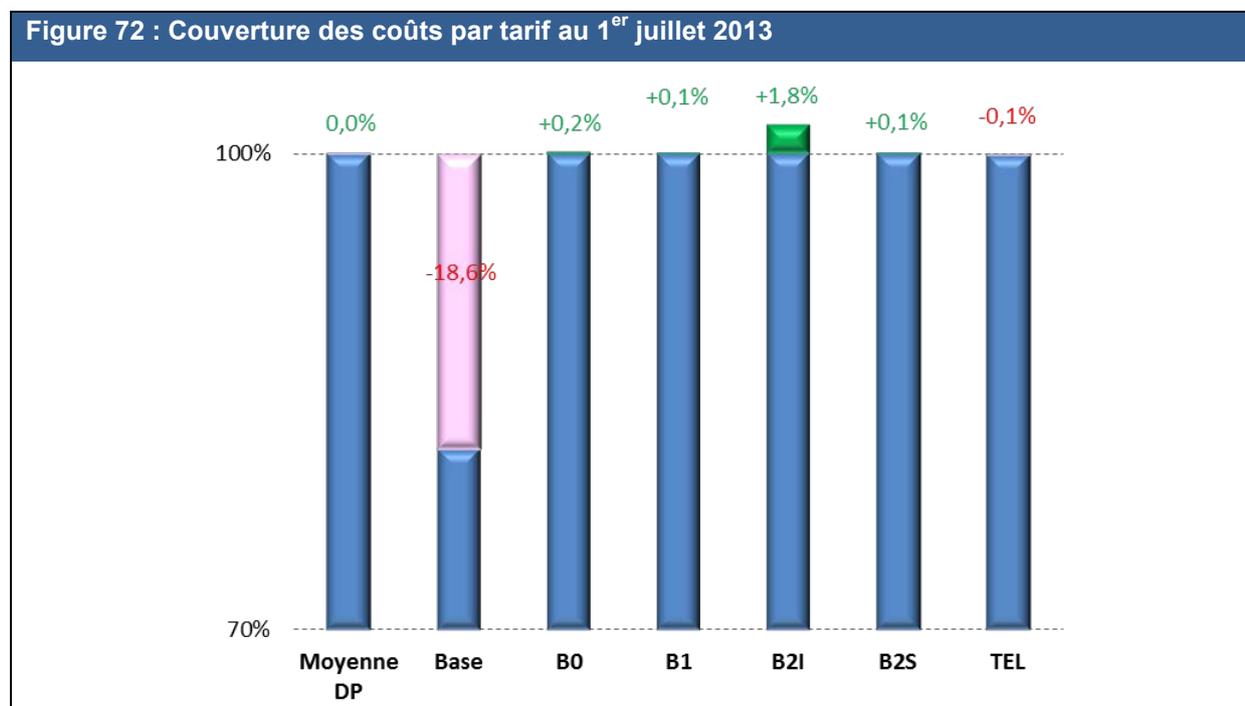
L'article L. 445-3 du code de l'énergie dispose que les « tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leur droit prévu à l'article L. 441-1 ».

L'article 3 du décret du 18 décembre 2009 modifié indique que les « tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement », l'article 4 précisant que ces derniers doivent intégrer « une marge commerciale raisonnable ».

L'article 5 du même décret précise que « pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci [...] et au plus tard le 1^{er} juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur ».

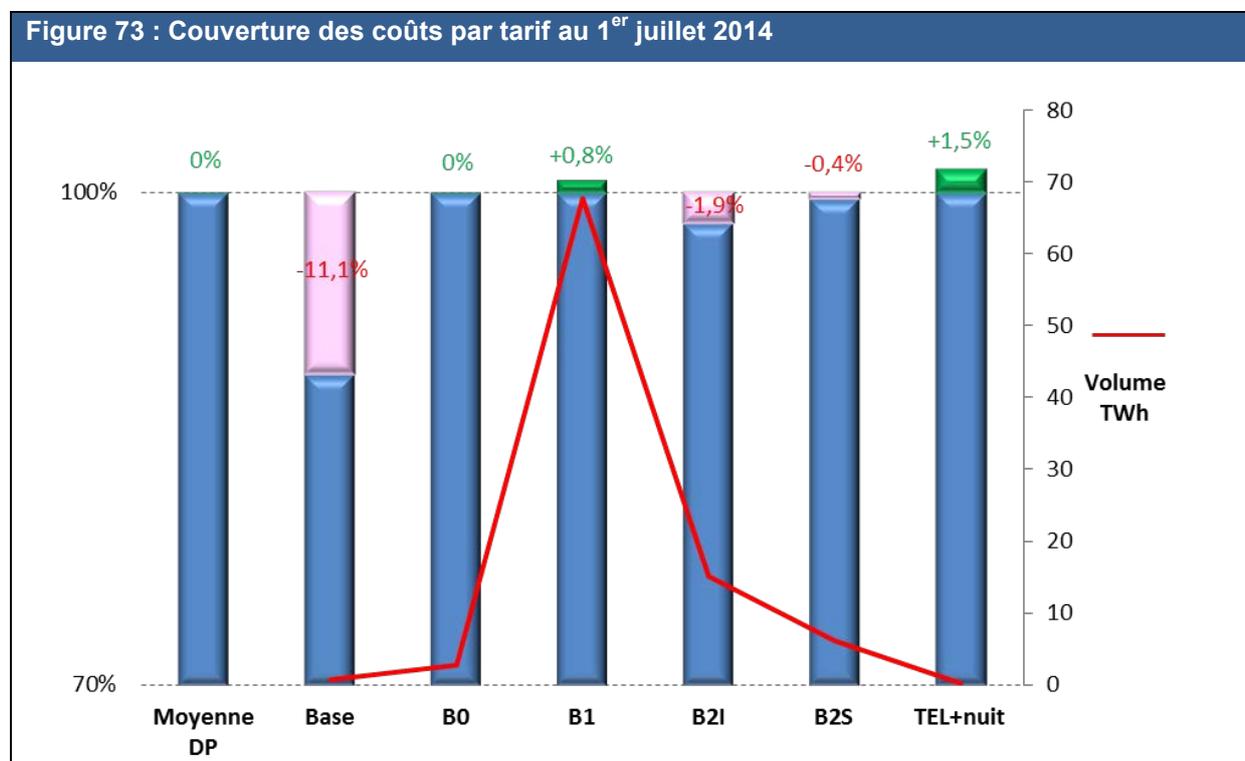
Les coûts commerciaux considérés pour ces analyses sont les coûts supportés par ENGIE, intégrant une marge commerciale raisonnable, conformément à l'article 4 du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifié.

Malgré une couverture des tarifs réglementés de vente assurée en moyenne par les barèmes entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2013, la situation restait contrastée d'un tarif à l'autre, comme le montre la Figure 72 ci-dessous qui présente la couverture des coûts par les tarifs au 1^{er} juillet 2013. La Figure 72 montre en particulier que le tarif Base était à cette date structurellement déficitaire et que le tarif B2I sur-couvrait ses coûts.



Source : ENGIE - Analyse : CRE

L'arrêté du 30 juin 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF Suez (devenue ENGIE) a permis d'améliorer sensiblement la couverture des coûts du tarif Base. En effet, comme le montre la Figure 73, le déficit associé à ce tarif diminue de 7,5 points en passant de 18,6 % à 11,1 %. Le tarif moyen en distribution publique continue de couvrir les coûts, ceux-ci intégrant une marge raisonnable.



Source : ENGIE - Analyse : CRE

Les tarifs B2I et B2S, dont les niveaux entraînaient une sur-couverture des coûts au 1^{er} juillet 2013, sont légèrement déficitaires avec les barèmes fixés par l'arrêté du 30 juin 2014. Le déficit de recettes constaté sur ces tarifs est compensé par la sur-couverture du tarif B1, qui porte sur un volume important.

Un tarif peut présenter des problèmes de structure même si les recettes associées permettent de couvrir parfaitement les coûts. En effet, au sein d'un tarif, il existera une subvention d'une certaine catégorie de consommateurs vers une autre si les recettes associées aux abonnements ne correspondent pas aux coûts fixes ou si les recettes liées aux prix proportionnels ne correspondent pas aux coûts variables. Par exemple, si l'abonnement d'un tarif donné ne permet pas de couvrir les coûts fixes et que cela est compensé par un prix proportionnel qui sur-couvre les coûts variables, les clients ayant un niveau de consommation élevé paieront plus que les coûts qu'ils engendrent pour le fournisseur, et ceux avec un faible niveau de consommation paieront moins.

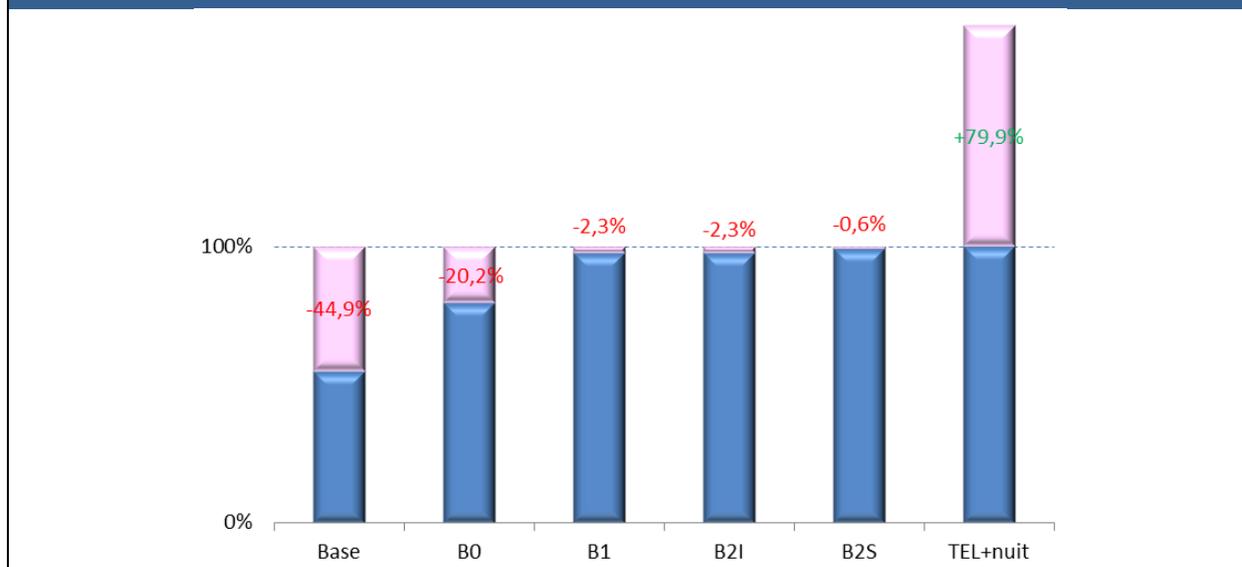
Cette situation entraîne, d'une part, un transfert financier d'une catégorie de consommateurs vers une autre, et, d'autre part, une exposition plus grande du fournisseur à l'aléa climatique.

Le transfert financier a pour conséquence une diminution de la contestabilité des clients en bénéficiant. En diminuant la capacité des fournisseurs alternatifs à proposer une offre compétitive à ces clients, il affecte le fonctionnement du marché de détail.

L'augmentation de l'exposition du fournisseur à l'aléa climatique se produit lorsque les coûts fixes ne sont pas couverts par l'abonnement. En effet, les tarifs étant calés pour couvrir les coûts à température normale, si la consommation de gaz est moins importante que la normale dans une année chaude, alors la sur-couverture des coûts variables ne permet pas de compenser la sous-

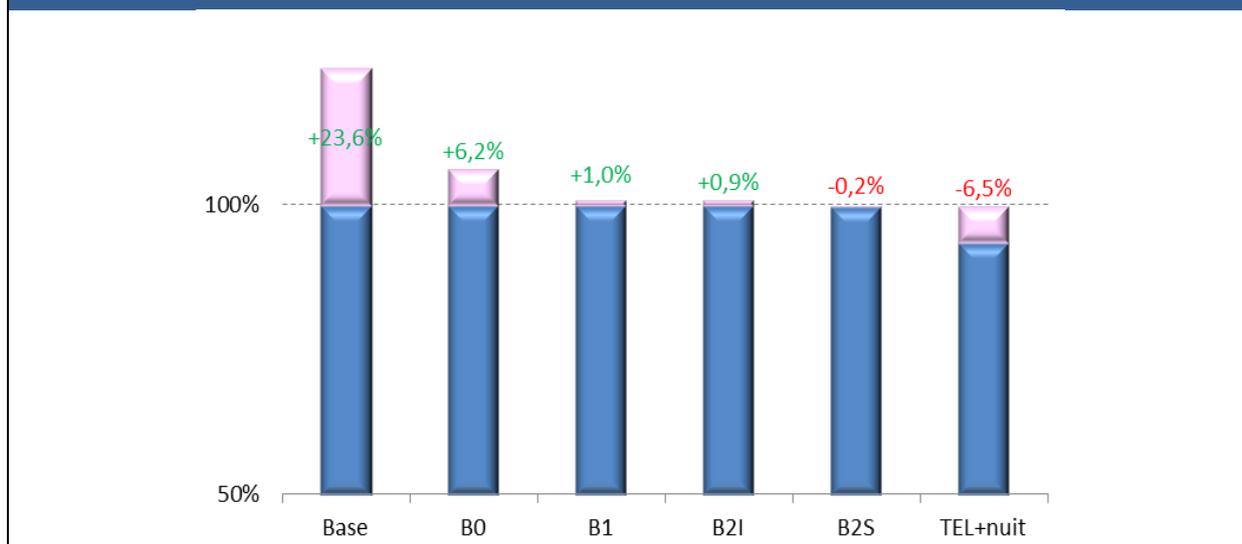
couverture des coûts fixes et la couverture globale des coûts des tarifs s'en trouve affectée. L'effet inverse se produit lors d'une année plus froide que la normale. Cette exposition du fournisseur à l'aléa climatique entraîne une augmentation des besoins de couverture du risque climatique, donc une augmentation du niveau du tarif réglementé de vente. Au 1^{er} juillet 2014, le tarif B0 a vu son abonnement augmenter du même montant que celui du tarif Base afin d'améliorer la couverture des coûts fixes par l'abonnement. En contrepartie, le prix proportionnel de ce tarif diminue plus que la moyenne afin de conserver un niveau de marge raisonnable pour ce tarif. La Figure 74 permet de constater que, malgré ce mouvement, les coûts fixes des tarifs Base et B0 ne sont pas couverts par les abonnements de ces tarifs. La couverture globale du tarif B0 est assurée, comme le montre la Figure 75, par un prix proportionnel situé à un niveau au-delà de celui nécessaire pour couvrir les coûts proportionnels.

Figure 74 : Couverture des coûts fixes par les abonnements au 1^{er} juillet 2014



Source : ENGIE - Analyse : CRE

Figure 75 : Couverture des coûts variables par les prix proportionnels au 1^{er} juillet 2014



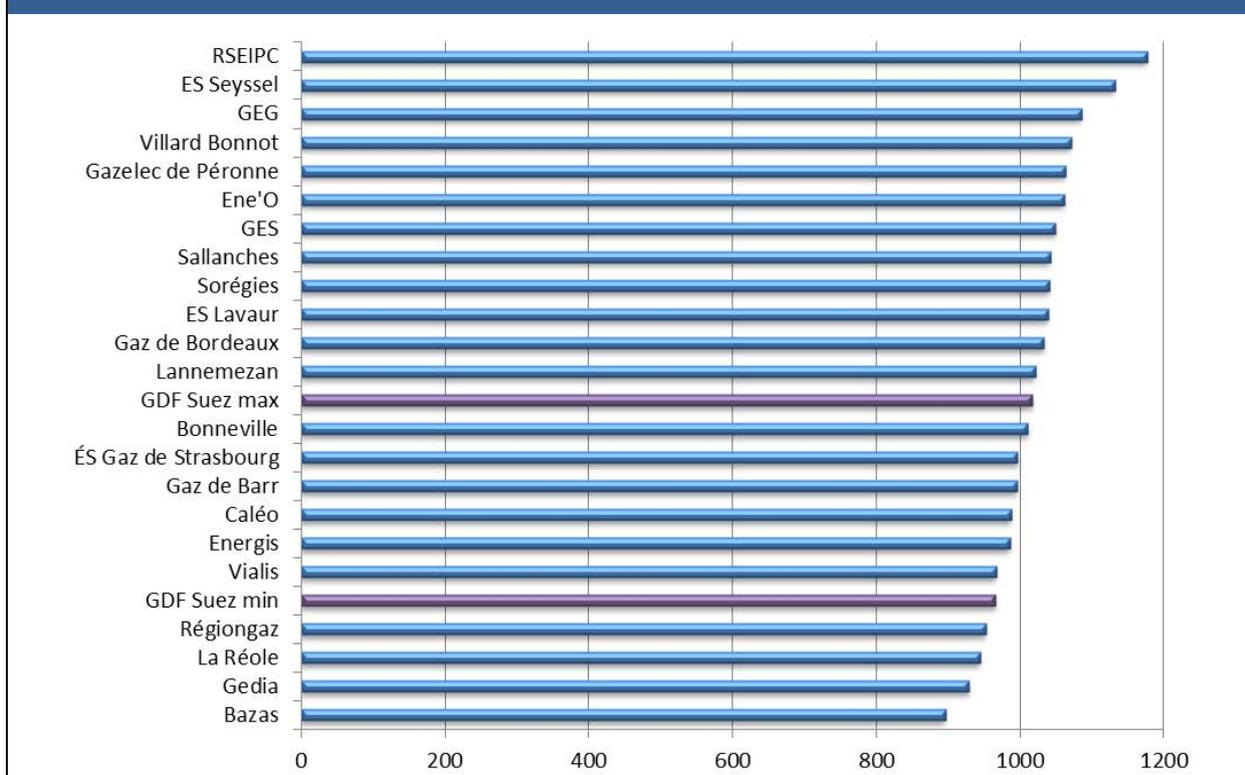
Source : ENGIE - Analyse : CRE

Recommandation : la CRE recommande que les barèmes d'ENGIE pour ses tarifs réglementés de vente en distribution publique arrêtés au 1^{er} juillet 2016 permettent d'atteindre la cible de couverture des coûts par tarif. Il conviendra de plus de poursuivre l'amélioration de la structure des barèmes en augmentant la couverture des coûts fixes par les abonnements pour les tarifs Base et B0.

2.3. Des factures de gaz différentes selon les fournisseurs historiques

La Figure 76 présente la comparaison des factures, hors taxes et CTA, au tarif réglementé de vente d'ENGIE et des ELD pour un client particulier se chauffant au gaz. La consommation de référence retenue est celle d'un client type se chauffant au gaz, soit 17 MWh/an.

Figure 76 : Comparaison au 31 décembre 2014 des factures hors taxes et CTA d'un client se chauffant au gaz pour ENGIE (niveau de prix min et max) et les différentes ELD en euros par an



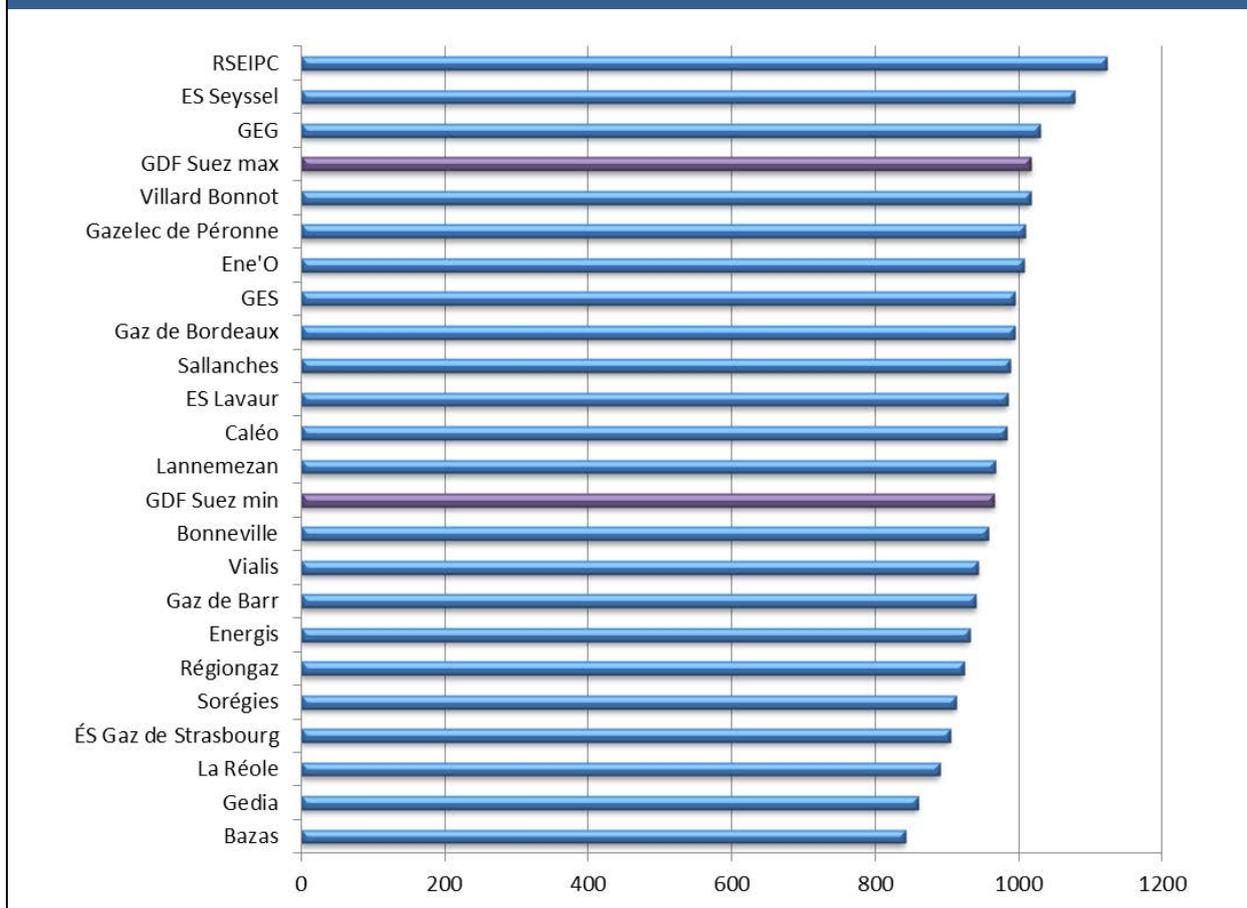
Source et analyse : CRE

La comparaison ci-dessus montre que la facture de gaz est plus élevée chez certaines ELD que chez ENGIE. Toutefois, il faut rappeler que les ELD ont des conditions d'approvisionnement qui leur sont propres et qu'elles supportent des coûts distincts d'ENGIE. Elles disposent en effet d'un tarif ATRD³² qui leur est propre et leur localisation géographique explique qu'elles supportent des charges spécifiques liées au transport.

La Figure 77 compare les factures hors taxes et CTA en tenant compte des écarts de coûts de distribution.

³² Tarification d'utilisation des réseaux de distribution en gaz (Accès des Tiers au Réseau de Distribution)

Figure 77 : Comparaison au 31 décembre 2014 des factures hors taxes d'un client se chauffant au gaz pour ENGIE (niveau de prix min et max) et les différentes ELD à coûts de distribution équivalents



Source et analyse : CRE

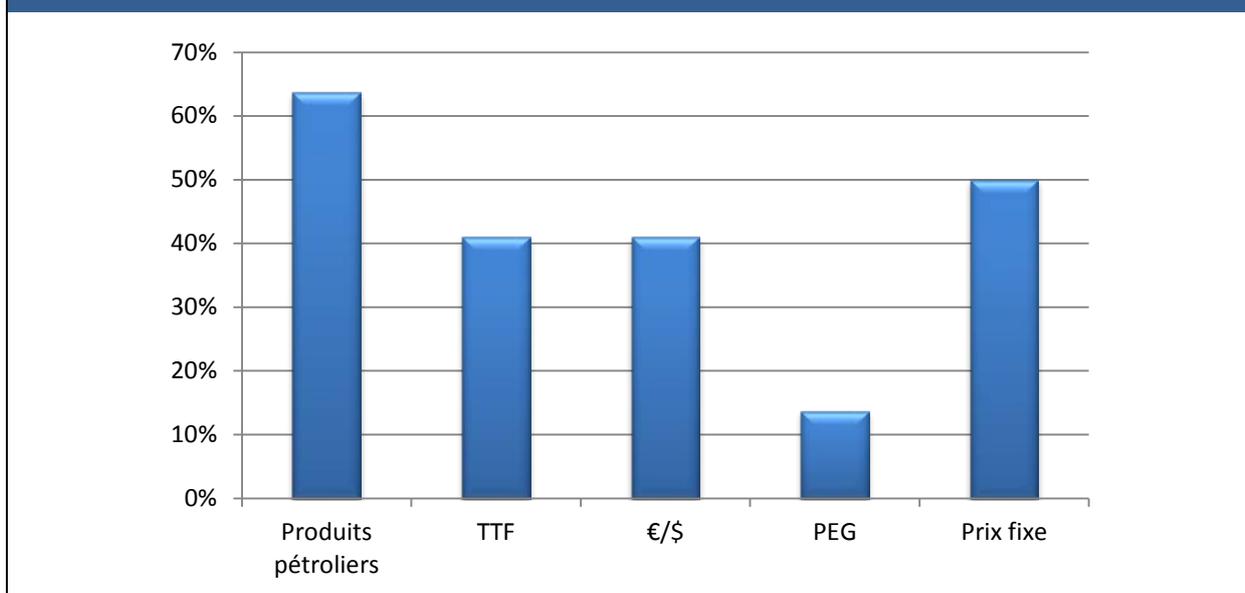
Les factures de gaz d'un client type se chauffant au gaz au tarif réglementé de vente sont, une fois ajustées des différences de coûts de distribution, comprises entre 841 et 1122 euros par an.

2.4. Des ELD qui choisissent de plus en plus un approvisionnement à prix fixe

Un arrêté pris par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie définit, pour chaque fournisseur historique, une formule d'évolution des coûts d'approvisionnement reflétant la structure d'approvisionnement du fournisseur. Ces formules renvoient donc aux différentes stratégies adoptées par les fournisseurs historiques dont les coûts d'approvisionnement peuvent être indexés sur le prix d'un panier de produits pétroliers, le prix du gaz sur le marché de gros au Pays-Bas (indice TTF), le prix du gaz sur le marché de gros en France (indice PEG) ou le taux de change euro/dollar. Certaines ELD ont par ailleurs choisi de s'approvisionner à un prix fixe et le coût de leur approvisionnement est fixé pour une période donnée et ne dépend pas de l'évolution d'indices.

La Figure 78 illustre le pourcentage d'ELD dont le coût d'approvisionnement est indexé sur les indices mentionnés plus haut.

Figure 78 : Pourcentages du nombre total d'ELD ayant choisi d'indexer le coût de leurs approvisionnements sur les différents indices en décembre 2014



Source et analyse : CRE

Parmi les vingt-deux ELD, environ deux tiers conservent en décembre 2014 une indexation sur le prix d'un panier de produits pétroliers pour tout ou partie de leur approvisionnement, et le coût d'approvisionnement de 41 % des ELD dépend de l'évolution du prix du gaz sur le marché de gros aux Pays-Bas et du taux de change euro/dollar. Ces pourcentages s'expliquent par le fait que certaines ELD s'approvisionnent au tarif réglementé de vente d'ENGIE, lui-même indexé sur le prix d'un panier de produits pétroliers, le prix du gaz naturel côté aux Pays-Bas et le taux de change euro/dollar. De plus, d'autres ELD s'approvisionnant en offre de marché conservent dans leur contrat d'approvisionnement une indexation similaire à celle des tarifs réglementés de vente d'ENGIE. Par ailleurs, 14 % des ELD ont choisi d'indexer leurs coûts d'approvisionnement sur le prix du gaz naturel côté en France (indice PEG), indice absent de la formule tarifaire d'ENGIE.

Enfin, la principale évolution survenue en 2014 est la forte augmentation du nombre d'ELD ayant choisi de s'approvisionner à prix fixe, éliminant ainsi l'incertitude concernant leurs coûts d'approvisionnement. Parmi les onze ELD ayant fait le choix du prix fixe, trois l'ont fait pour une partie seulement de leur approvisionnement et huit l'ont fait pour la totalité des volumes. Pour les clients de ces huit ELD, les barèmes des tarifs réglementés de vente demeurent inchangés jusqu'à la parution d'un nouvel arrêté tarifaire.

2.5. Dans le cadre du contentieux sur le décret n° 2013-400 du 16 mai 2013, le Conseil d'État a demandé à la Cour de justice de l'Union Européenne de se prononcer sur les conditions dans lesquelles un État membre peut mettre en place des tarifs réglementés de gaz naturel

L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a déposé une requête au Conseil d'État le 17 juillet 2013 demandant l'annulation pour excès de pouvoir du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. L'ANODE soutient que les articles L. 445-1 à L. 445-4 du code de l'énergie, en application desquels le décret attaqué a été pris, méconnaissent notamment les objectifs de la directive 2009/73/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Dans sa décision n° 370321 du 15 décembre 2014, le Conseil d'État indique qu'il sursoit à statuer sur la requête de l'ANODE et demande à la Cour de justice de l'Union Européenne (CJUE) de se

prononcer sur la possibilité pour un État membre de mettre en place des tarifs réglementés, en particulier dans le cas où ces derniers ne font pas obstacle à ce que des offres concurrentes soient proposées à des prix inférieurs. Si l'existence même de tarifs réglementés devait être considérée comme une entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel, le Conseil d'État interroge également la CJUE sur les critères qui seraient à examiner afin de déterminer la compatibilité d'une intervention de l'État sur le prix de la fourniture de gaz.

3. Les offres de marché

Après avoir analysé les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel, cette sous-section se concentre sur l'analyse des offres de marché proposées par les fournisseurs.

La présente sous-section porte davantage sur les consommateurs résidentiels. Elle reprend une analyse des prix sur les marchés de détail et présente certaines offres de marché spécifiques telles les offres à prix fixe, les offres duales et les offres vertes. Pour les consommateurs professionnels, la présente section examine de nouvelles pratiques d'achats innovantes permettant l'accès au marché de gros à des acteurs de taille plus modestes que celle requise précédemment.

3.1. Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité

3.1.1. Les fournisseurs continuent de proposer des offres moins chères que les tarifs réglementés de vente

Les analyses qui suivent se focalisent sur deux types de client résidentiel situés à Paris^{33,34} :

- **Client type 1** : option Base avec une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 2 400 kWh/an ;
- **Client type 2** : option Heures Pleines/Heures Creuses avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (répartie en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses).

L'ensemble des factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle. Les données utilisées ici sont issues du comparateur d'offres www.energie-info.fr et correspondent à l'état des offres proposées à chaque fin de trimestre. En d'autres termes, les factures affichées pour le 1^{er} trimestre correspondent aux offres proposées sur le marché au 31 mars et par suite pour les trimestres 2, 3 et 4 respectivement au 30 juin, 30 septembre et 31 décembre.

Elles sont calculées à partir des grilles tarifaires, taxes et contributions diverses (CTA, TVA, CSPE et TCFE) à date et ne peuvent de fait tenir compte *a priori* des évolutions de prix à venir. La valeur de la facture annuelle est donc estimée et ne correspond pas à la facture réelle payée *in fine* par le client mais donne une indication sur le niveau des offres proposées.

Par ailleurs, la comparaison se borne ici à une étude du prix des offres. Elle ne prend pas en compte les éventuels services annexes proposés. Ces services peuvent englober les canaux d'accès proposés par le fournisseur (téléphone, e-mail, courrier), les horaires et le coût du service clientèle, le type de facturation (par courrier ou par e-mail), les moyens de paiement proposés, la périodicité des paiements, les relevés, des services d'accompagnement pour réaliser des économies d'énergies, etc.

Le périmètre des offres présentées n'est pas constant d'un trimestre à l'autre. Il peut être amené à évoluer en raison :

- de l'arrivée de nouveaux fournisseurs ;
- de la publication de nouvelles offres ;

³³ Les taxes locales dépendent du lieu d'habitation.

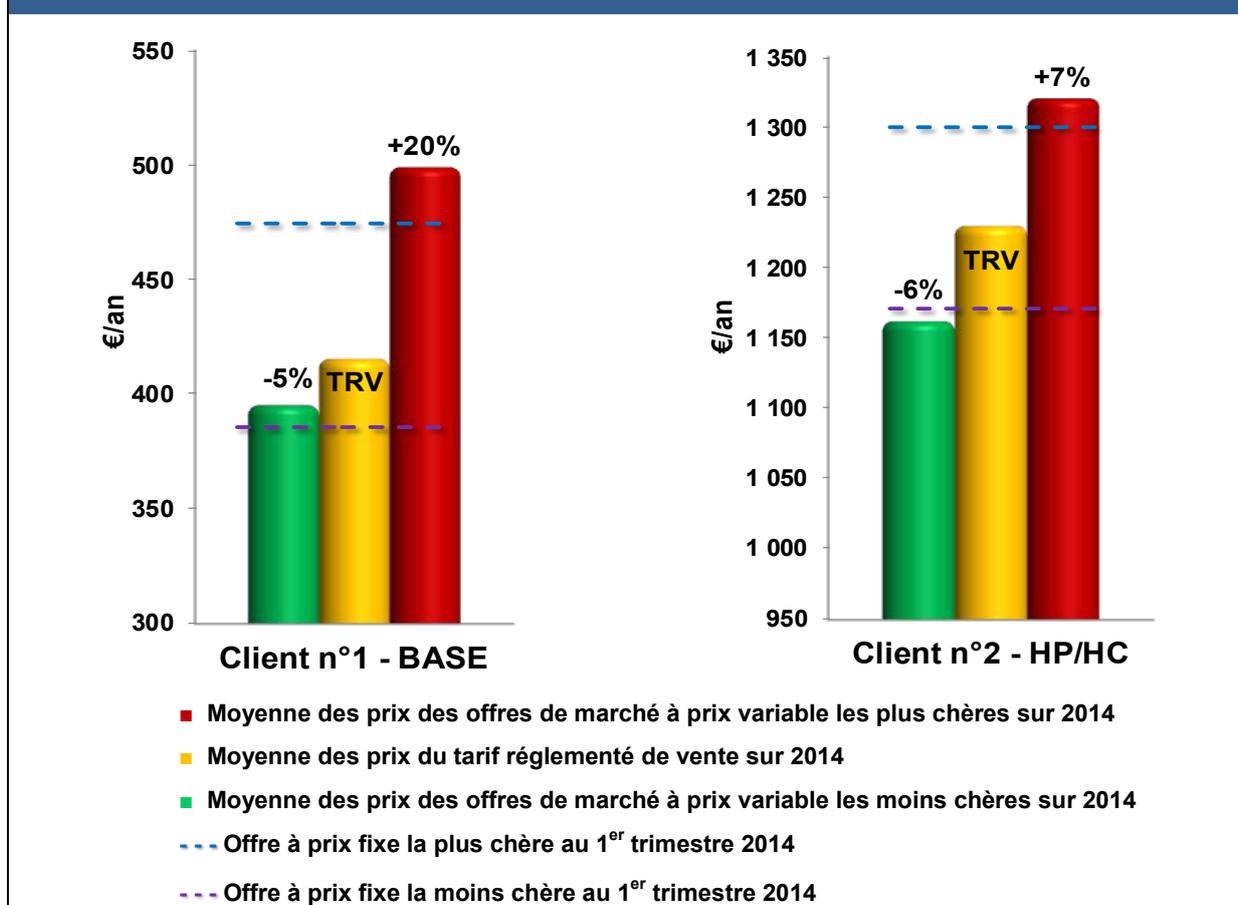
³⁴ L'usage qui est fait de la consommation d'électricité de ces clients n'est pas clairement identifiable. Par exemple, il y a des clients utilisant le chauffage électrique à la fois en option base et en option Heures Pleines/Heures Creuses.

- de la suppression de certaines offres.

Les offres présentées sur le comparateur d'offres d'énergie-info.fr sont enregistrées volontairement par les fournisseurs eux-mêmes et ne sont pas forcément exhaustives.

La Figure 79 compare la facture moyenne au tarif réglementé de vente d'EDF sur l'année 2014 à celles de l'offre de marché à prix variable la moins chère et de l'offre de marché à prix variable la plus chère proposées aux deux types de clients considérés. La moyenne annuelle est calculée à partir des données de factures relevées à chaque fin de trimestre. A titre indicatif, le niveau de l'offre de marché à prix fixe la moins chère et le niveau de l'offre de marché à prix fixe la plus chère, pris égaux à la valeur à date du 1^{er} trimestre 2014, sont également affichés.

Figure 79 : Comparaison avec le tarif réglementé des offres de détail d'électricité à prix variable les plus chères et les moins chères pour les deux types de clients considérés



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

A l'instar de 2013, les fournisseurs ont proposé en 2014 sur le marché de l'électricité pour les deux types de client considérés des offres sensiblement moins chères que le niveau du tarif réglementé de vente. Ainsi, il a été possible pour le client Base choisissant des offres à prix variable de réaliser des économies de l'ordre de 5 % par rapport au tarif réglementé de vente.

Il est aussi possible, pour ces deux clients types, de réaliser des économies en choisissant l'offre de marché à prix fixe la plus compétitive.

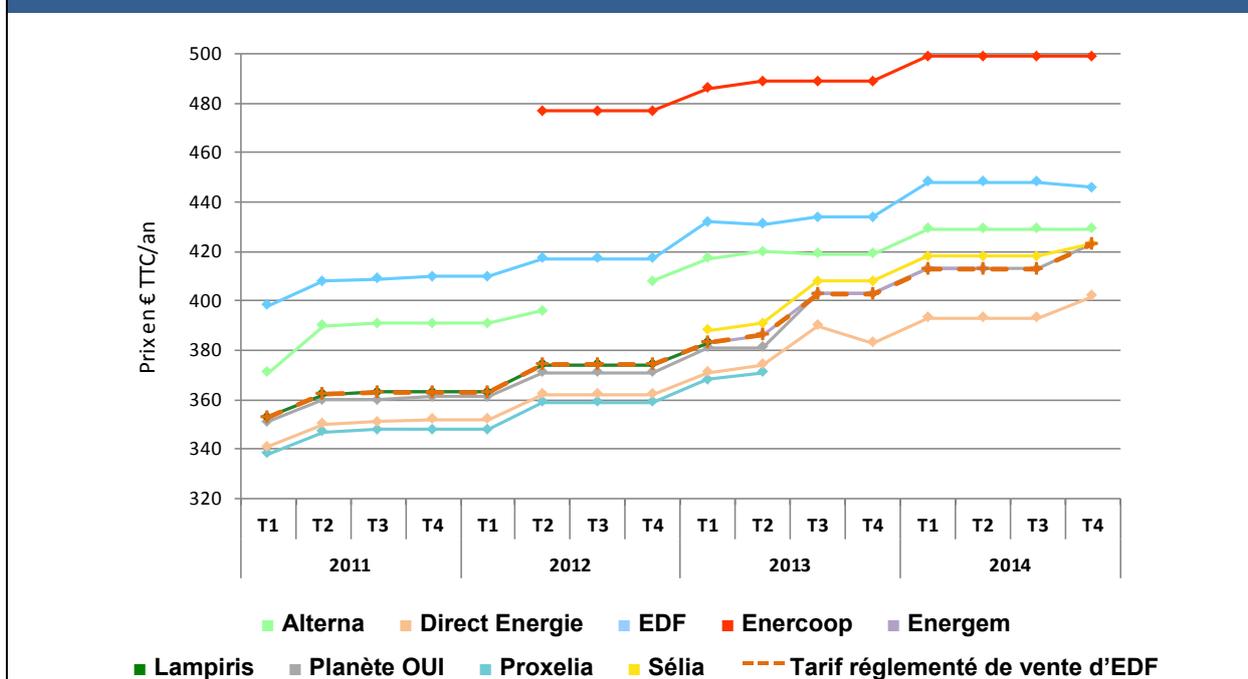
3.1.2. Les fournisseurs proposent désormais davantage d'offres à prix fixe que d'offres à prix variable

Les figures suivantes représentent les évolutions à chaque fin de trimestre, depuis 2011, des factures annuelles estimées sur le comparateur d'offres du site www.energie-info.fr, des offres les moins chères de chaque fournisseur, pour les deux types de clients considérés.

Cette analyse permet de retranscrire les prix des différentes offres tel qu'un consommateur résidentiel les aurait vues en consultant le site du comparateur d'offres, à chaque fin de trimestre, afin de choisir l'offre la plus adaptée.

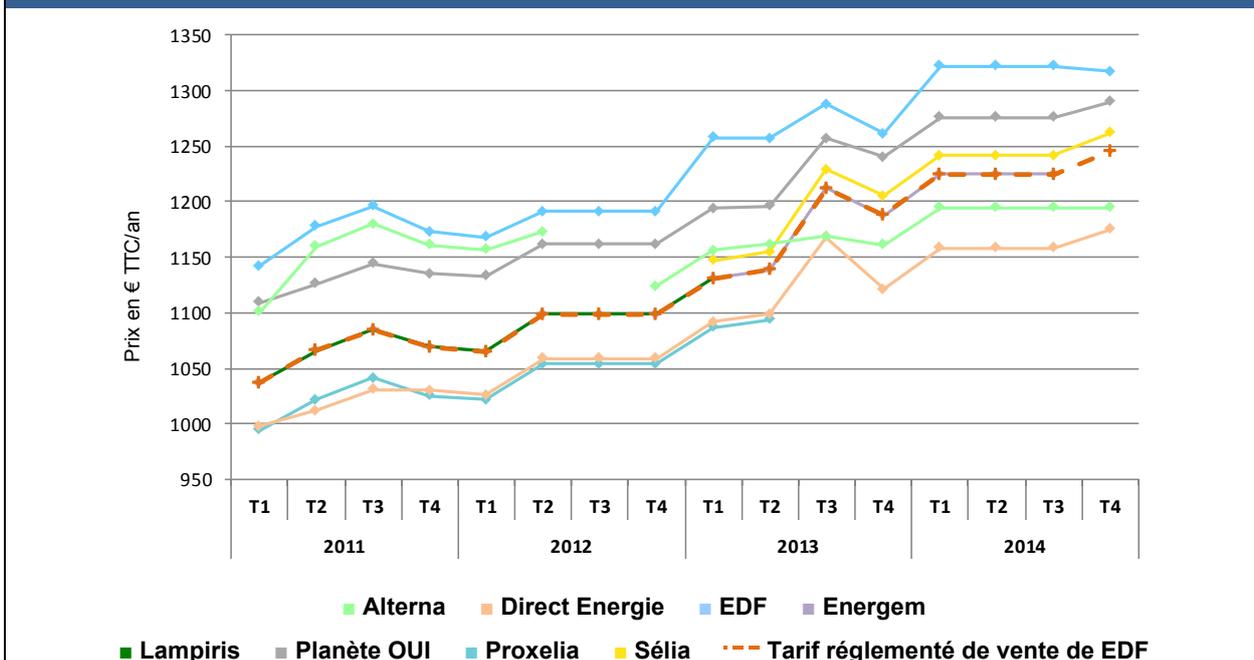
Les Figure 80 et Figure 81 comparent les offres à prix variable proposées par les différents fournisseurs. Ces offres sont indexées sur les tarifs réglementés de vente, sauf celles d'Enercoop, Alterna et EDF, dont les évolutions sont fixées par les fournisseurs selon leur propres paramètres. Les Figure 82 et Figure 83 s'attachent aux offres à prix fixe.

Figure 80 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 1



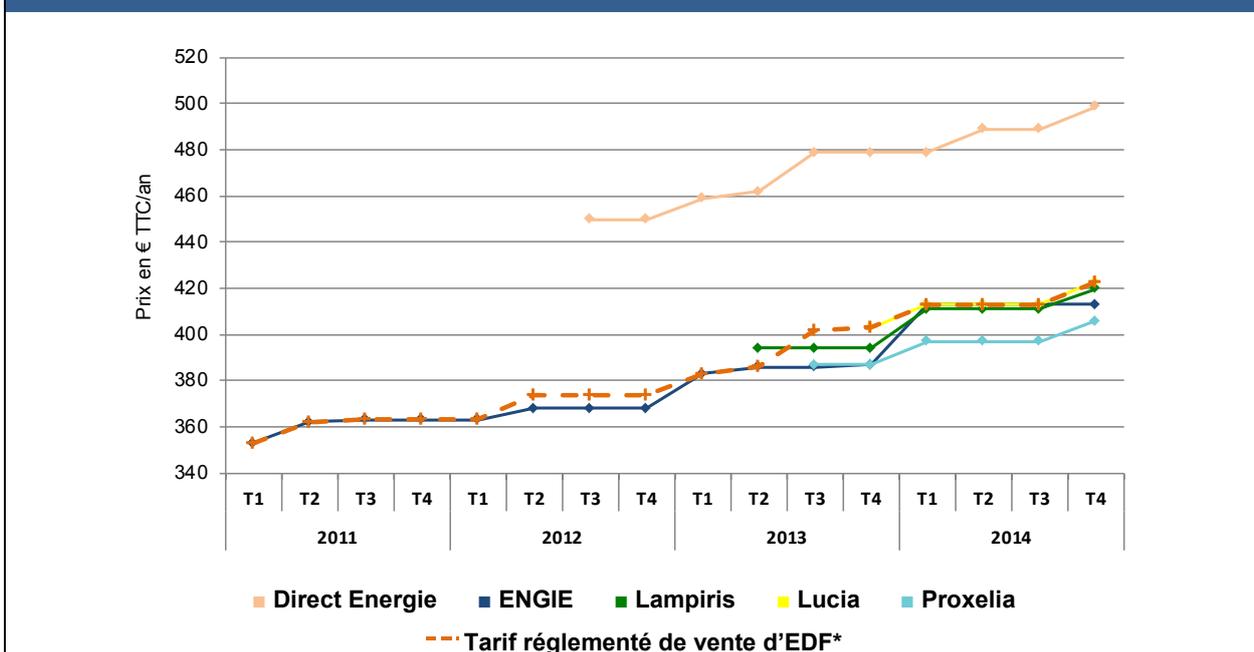
Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 81 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 2



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

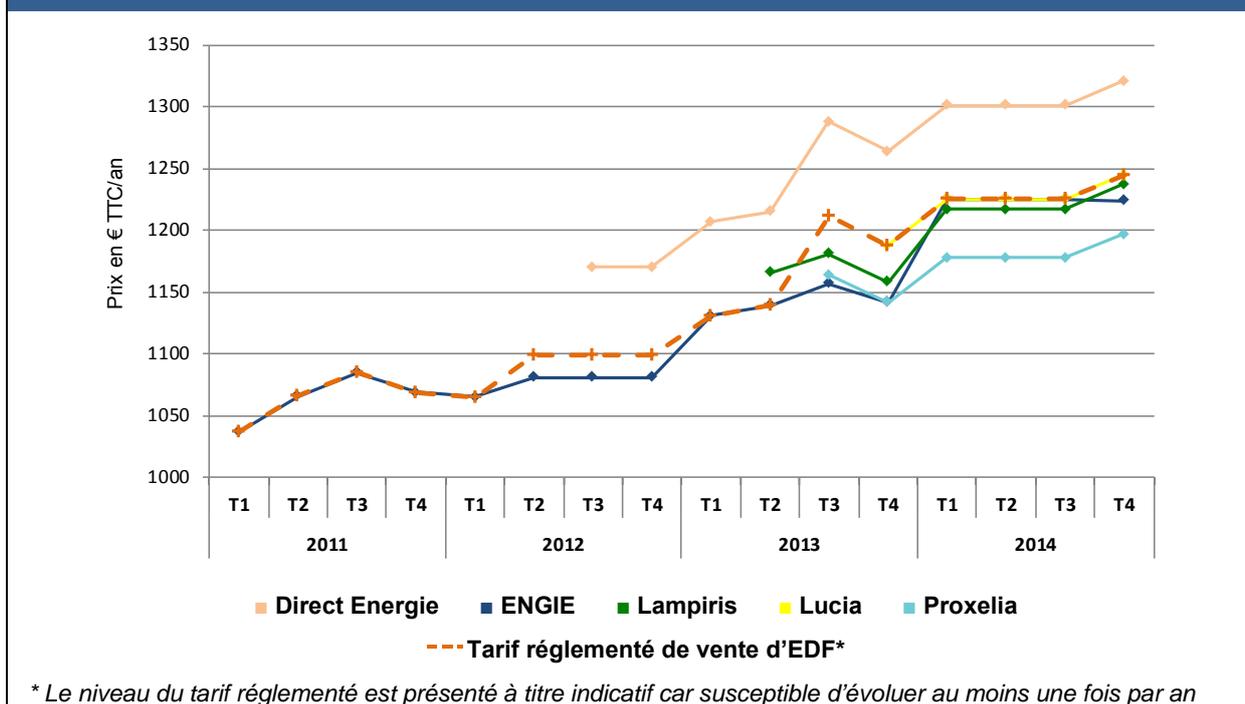
Figure 82 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 1



* Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car susceptible d'évoluer au moins une fois par an.

Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 83 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 2



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Aujourd'hui, les fournisseurs d'électricité proposent davantage d'offres à prix fixe que d'offres à prix variable aux clients résidentiels. Jusqu'à mi-2012, seul ENGIE proposait des offres à prix fixe en électricité. Au cours de l'année 2013, les offres à prix fixe se sont généralisées auprès d'un plus grand nombre de fournisseurs et ces fournisseurs continuent de les proposer avec succès en 2014. Seul Direct Energie propose à la fois des offres à prix variable (indexé sur les tarifs réglementés de vente) et à prix fixe pour les deux types de clients considérés.

L'augmentation de 5 % des tarifs réglementés de vente pour les particuliers arrêtée au 1^{er} août 2013 par le gouvernement et la nouvelle hausse de 5 % envisagée pour 2014 ont créé un climat favorable au développement des offres à prix fixe à la fin de l'année 2013, la promotion de ces offres mettant en avant le fait que le consommateur serait ainsi protégé des évolutions de prix à venir sur le tarif réglementé.

Les figures ci-dessus montrent que plusieurs offres à prix variable proposées par les fournisseurs, comme par exemple, pour un client type base, Lampiris, Engem, Planète OUI ou Sélia, sont au même niveau que le tarif réglementé. Parmi les offres à prix variable, les offres vertes (Enercoop, Planète OUI, Sélia ou Alterna) s'établissent à des prix souvent supérieurs. Ces offres ne proposent pas au client d'économies sur sa facture annuelle, au regard du tarif réglementé, mais de bénéficier d'une électricité 100 % verte.

En moyenne, depuis 2011, les écarts entre les offres à prix variable les plus chères et les moins chères conduisent à une économie annuelle potentielle de 140 €, ce qui représente environ 13 % de la facture moyenne annuelle, pour un client de type HPHC.

Les figures ci-dessus montrent que l'évolution du niveau des offres à prix fixe des différents fournisseurs, au cours des trimestres, suit sensiblement celle des tarifs réglementés.

3.2. Analyse des prix sur le marché de détail du gaz

Les analyses qui vont suivre se focalisent sur deux types de clients résidentiels situés à Paris³⁵ :

- **Client 1** : client-type « cuisine » avec une consommation de 750 kWh/an ;
- **Client 2** : client-type « chauffage » avec une consommation de 17 000 kWh/an.

L'ensemble des factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle. Les données utilisées ici sont issues du comparateur d'offres du site www.energie-info.fr et correspondent à l'état des offres proposées à chaque fin de trimestre. En d'autres termes, les factures affichées pour le 1^{er} trimestre correspondent aux offres proposées sur le marché au 31 mars et par suite pour les trimestres 2, 3 et 4 respectivement au 30 juin, 30 septembre et 31 décembre.

Les factures annuelles issues du site energie-info.fr sont calculées à partir des grilles tarifaires et des contributions diverses (CTA, TVA, CTSS, contribution biométhane et TICGN) à date et ne peut de fait tenir compte *a priori* des évolutions de prix à venir. La valeur de la facture annuelle est donc estimée et ne correspond pas à la facture réelle payée *in fine* par le client mais donne une indication pertinente sur le niveau des offres proposées.

Par ailleurs, la comparaison se borne ici à une étude du prix des offres. Elle ne prend pas en compte les éventuels services annexes proposés. Ces services peuvent englober les canaux d'accès proposés par le fournisseur (téléphone, e-mail, courrier), les horaires et le coût du service clientèle, le type de facturation (par courrier ou par e-mail), les moyens de paiement proposés, la périodicité des paiements, les relevés...

Le périmètre des offres présentées n'est pas constant d'un trimestre à l'autre. Il peut être amené à évoluer en raison :

- de l'arrivée de nouveaux fournisseurs ;
- de la publication de nouvelles offres ;
- de la suppression de certaines offres.

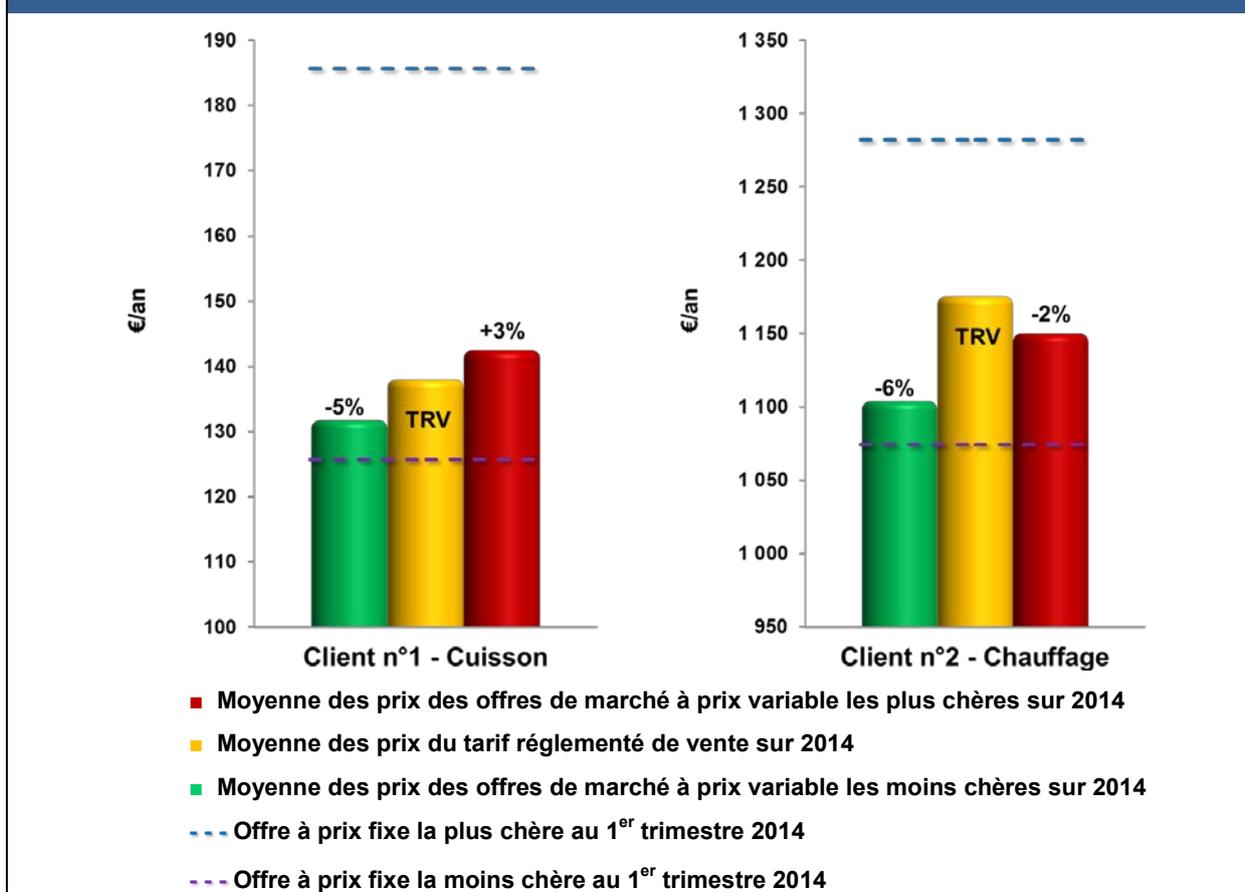
Par ailleurs, les offres présentées sur le site d'energie-info.fr sont enregistrées volontairement par les fournisseurs eux-mêmes et ne sont pas forcément exhaustives.

3.2.1. Les fournisseurs proposent des offres significativement moins chères que le niveau du tarif réglementé de vente, en particulier les offres à prix fixe

La Figure 84 compare la facture moyenne au tarif réglementé de vente d'ENGIE sur l'année 2014 à celles de l'offre de marché à prix variable la moins chère et de l'offre de marché à prix variable la plus chère proposées aux deux types de clients considérés. La moyenne annuelle est calculée à partir des données de factures relevées à chaque fin de trimestre. A titre indicatif, le niveau de l'offre de marché à prix fixe la moins chère et l'offre de marché à prix fixe la plus chère, pris égal à la valeur à date du 1^{er} trimestre 2014, est également affiché.

³⁵ La facture des clients finals dépendent pour le gaz naturel de leur lieu de livraison.

Figure 84 : Comparaison des offres de détail de gaz naturel à prix variable plus- et moins- chères avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

En 2014, les fournisseurs ont proposé sur le marché du gaz naturel, pour les deux types de clients considérés, des offres sensiblement moins chères que le niveau du tarif réglementé de vente. Ainsi, il a été possible pour le client n°1 (cuisson) choisissant des offres à prix variable de réaliser des économies de l'ordre de 5 % par rapport au tarif réglementé de vente et de l'ordre de 6 % pour le client n°2 (B1).

Un client peut par ailleurs réaliser des économies plus importantes pour les deux types de consommation en optant pour l'offre de marché à prix fixe la plus compétitive.

D'autre part, les offres les plus chères se sont considérablement rapprochées du niveau du tarif réglementé. En 2014, l'ensemble des offres à prix variable proposées au client n°2 (chauffage) sont moins chères que le tarif réglementé de vente. En effet, les fournisseurs proposant les offres les plus chères ont baissé, supprimé ou fait évoluer leurs offres vers des offres à prix fixe.

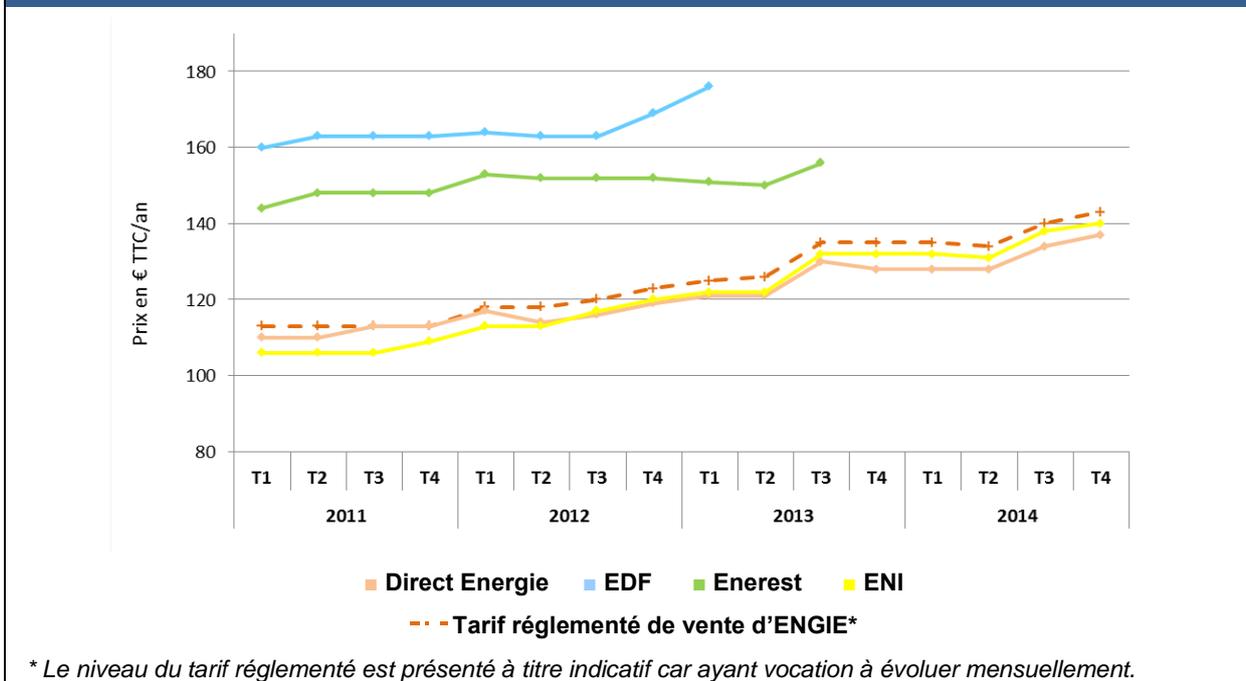
3.2.2. Les offres à prix fixe sont progressivement devenues prépondérantes sur le marché du gaz

Les figures ci-après représentent les évolutions à chaque fin de trimestre, depuis 2011, des factures annuelles estimées sur le comparateur d'offres du site www.energie-info.fr, des offres les moins chères de chaque fournisseur, pour les deux clients types.

Cette analyse permet de retranscrire les prix des différentes offres tels qu'un consommateur résidentiel les aurait vues en consultant le site du comparateur d'offres, à chaque fin de trimestre, afin de choisir l'offre la plus adaptée.

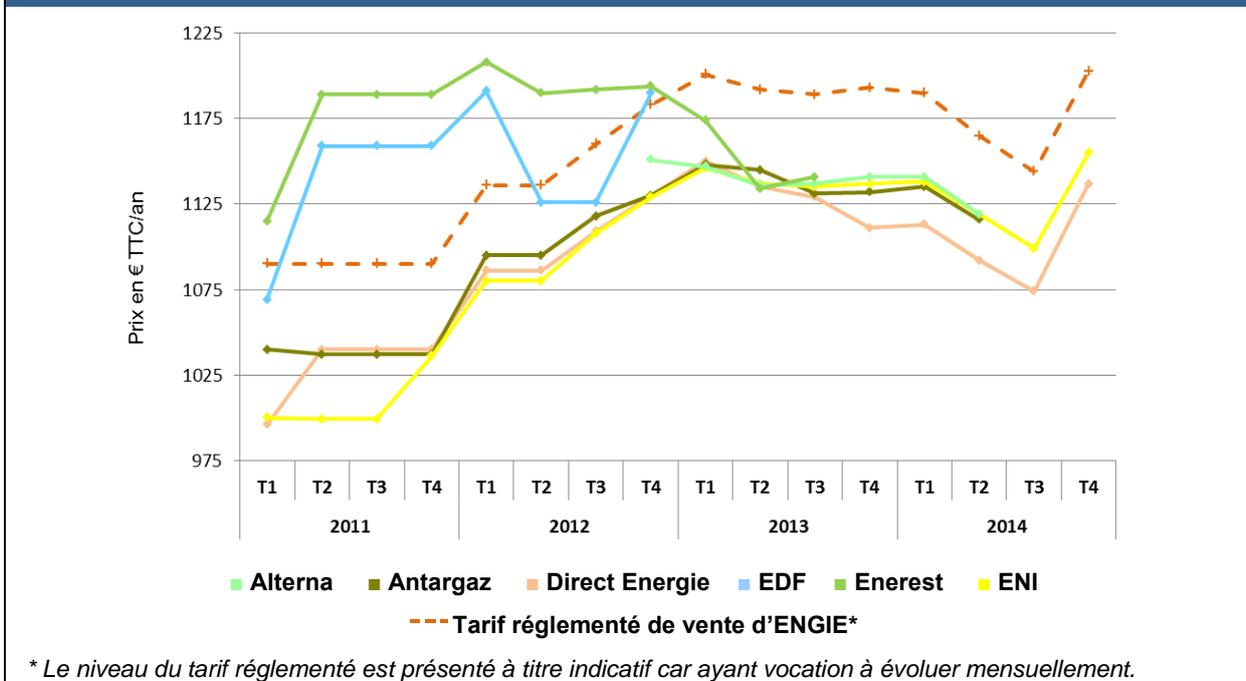
Les Figure 85 et Figure 86 comparent les offres à prix variable proposées par les différents fournisseurs, les Figure 87 et Figure 88 s'attachent aux offres à prix fixe.

Figure 85 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n°1 (« cuisson »)



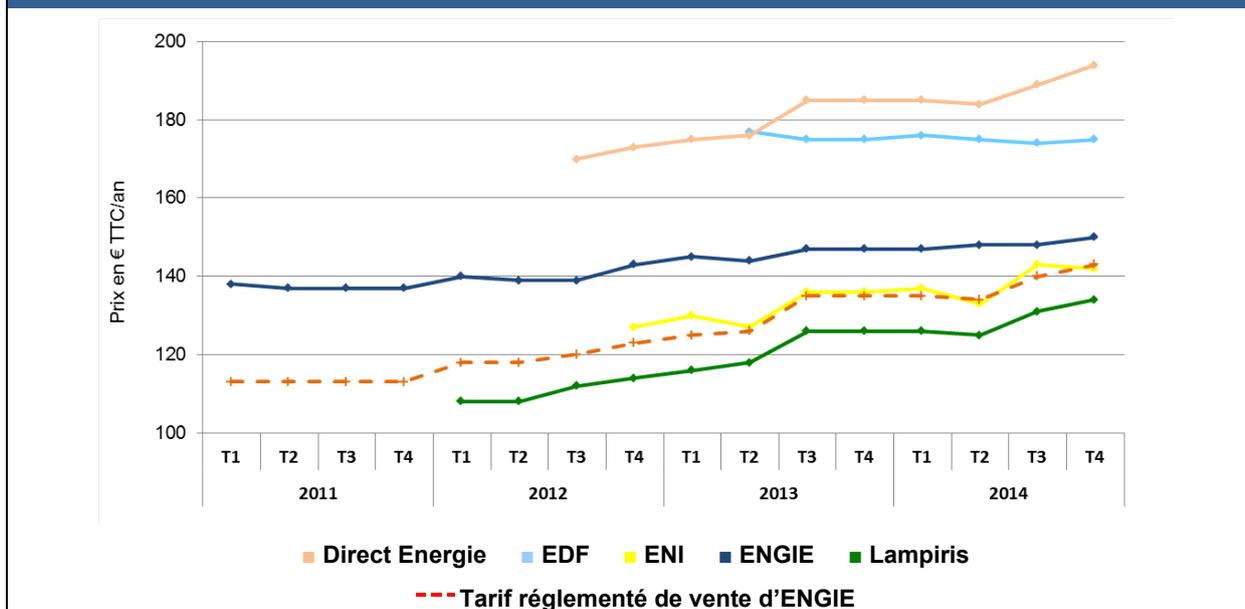
Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 86 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n° 2 (« chauffage »)



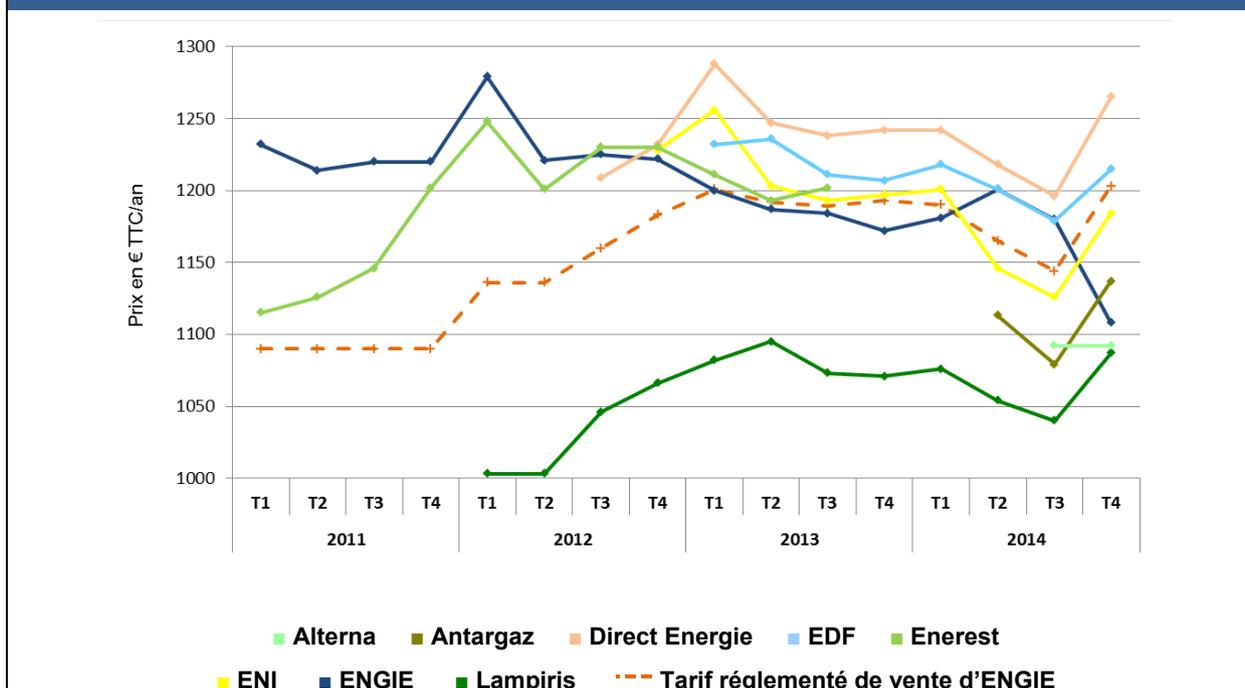
Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 87 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n°1 (« cuisson »)



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Figure 88 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n°2 (« chauffage »)



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Les offres à prix fixe en gaz naturel se sont développées à partir de 2013, plus tard que les offres à prix variable, et sont progressivement devenues prépondérantes sur le marché. A la fin de l'année 2014, seuls deux fournisseurs nationaux proposent encore des offres à prix variable aux clients résidentiels : ENI et Direct Energie.

Afin de promouvoir les offres à prix fixe, les fournisseurs mettent en avant la stabilité des prix ainsi que la prévisibilité de la facture, deux arguments sensibles pour le consommateur.

Les figures ci-dessus montrent que l'évolution du niveau des offres à prix fixe proposées par les fournisseurs suit, au cours des trimestres, sensiblement celle des tarifs réglementés. Il est plus intéressant pour un consommateur de souscrire une offre à prix fixe lorsque les tarifs réglementés ont baissé, c'est-à-dire généralement en été, ce qui traduit une évolution baissière des prix du gaz sur les marchés de gros. Un client type « chauffage » aura économisé en moyenne 60 € sur sa facture annuelle en souscrivant son offre à prix fixe en septembre plutôt qu'en décembre chez Antargaz, Direct Energie, ENI, ou Lampiris.

D'autre part, on observe des écarts importants entre le niveau des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur. En décembre 2014, par exemple, l'écart entre l'offre à prix fixe la plus chère et la moins chère conduit à une économie annuelle potentielle, pour un client de type chauffage, de 178 €, ce qui représente environ 15 % de la facture moyenne annuelle.

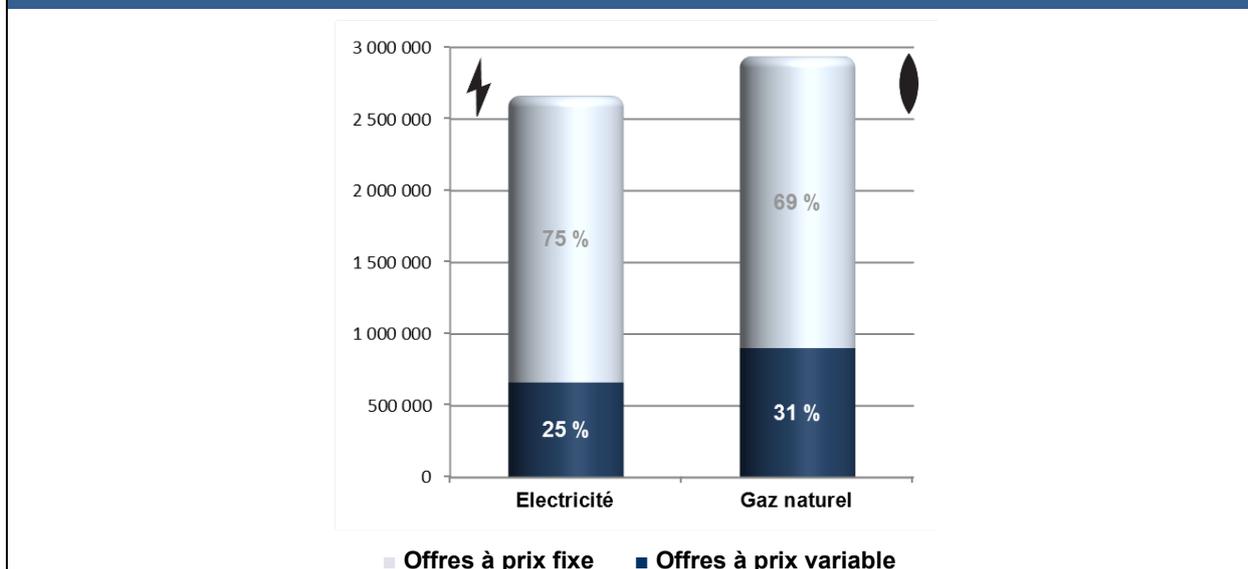
3.3. Les offres à prix fixe et à prix variable

Dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés de détail et des politiques commerciales des fournisseurs, la CRE a souhaité mettre en évidence les préférences des consommateurs quant au type d'offres de marché proposées par les fournisseurs.

Dans ce cadre, en juin 2014, la CRE a adressé un questionnaire aux principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sur le segment des clients résidentiels.

Les principaux résultats obtenus sont présentés ci-après. L'étude se fonde sur les données fournies par Direct Energie, EDF, ENGIE et Lampiris en électricité et ces mêmes fournisseurs ainsi qu'ENI en gaz naturel. Elle couvre respectivement 98 % et 99 % des sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel. L'ensemble des données est en date de la fin du mois de juin 2014.

Figure 89 : Ventilation du nombre de sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel selon le type d'offre (à prix fixe/ variable), au 30 juin 2014



Source : fournisseurs - Analyse : CRE

Le nombre de sites en offres de marché en gaz naturel est plus élevé qu'en électricité, bien qu'il y ait au total environ trois fois plus de sites résidentiels en électricité qu'en gaz naturel (31,2 millions en électricité contre 10,6 millions en gaz naturel).

Lorsqu'ils s'orientent vers une offre de marché, les consommateurs privilégient en majorité des offres à prix fixe, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel, comme l'indique le développement de ce type d'offres chez les différents fournisseurs depuis 2013 (cf. partie 3.1 et 3.2). Cependant, les résultats

sont très contrastés si l'on regarde la répartition des offres par fournisseur. Certains, comme ENGIE, ne proposent que des offres à prix fixe et n'ont jamais proposé d'offres à prix variable.

La CRE a interrogé les fournisseurs, lors de la consultation menée au début de l'année 2015, afin de connaître leur ressenti sur les préférences des consommateurs et les raisons motivant leurs choix. L'encadré suivant établit une synthèse des réponses apportées par les fournisseurs.

Consultations : « les offres privilégiées par les consommateurs »

L'avis des fournisseurs

Les offres à prix fixe sont, selon la majorité des fournisseurs rencontrés, les offres les plus demandées par les clients résidentiels et petits professionnels, en électricité comme en gaz naturel. Ces offres assurent une certaine sécurité au consommateur en lui apportant de la visibilité sur sa facture d'énergie pour une ou plusieurs années. Les offres à prix fixe remportent également un grand succès auprès des collectivités et établissements publics pour des raisons comparables à celles des petits consommateurs (prévisibilité et stabilité de la facture énergie sur plusieurs années).

Les fournisseurs constatent que la demande des clients s'oriente vers des offres à prix fixe pour des durées de plus en plus longues. Pour répondre à cette demande, les fournisseurs proposent désormais des offres à prix fixe sur des périodes pouvant aller jusqu'à 4 ans.

Les fournisseurs expliquent également que les offres à prix fixe sont plus faciles à appréhender pour les consommateurs et que la comparaison entre deux offres à prix fixe leur semble plus simple.

Néanmoins, un fournisseur a une vision divergente et estime, au contraire, que les offres à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente peuvent avoir la préférence des consommateurs. Selon ce dernier, la confiance des consommateurs envers les tarifs réglementés de vente, renforcée par la propension des pouvoirs publics à limiter leur hausse, les incitent à se tourner vers des offres à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, garantissant des économies durables par rapport aux TRV. Selon ce fournisseur, les offres à prix fixe ont par ailleurs perdu de leur intérêt par rapport aux années précédentes, en gaz naturel du fait de la tendance baissière des tarifs réglementés, en électricité du fait de l'absence de visibilité sur les évolutions à venir des TRV.

L'avis des consommateurs

Dans leurs réponses aux questions abordées lors de la table ronde dédiée aux consommateurs organisée le 16 septembre 2015 par la CRE, les associations représentantes des consommateurs ont mis en avant le niveau de prix comme principale motivation à changer de fournisseur. Le fait de pouvoir bénéficier d'un prix fixe apparaît également comme un motif important, quel que soit le niveau de consommation (consommateurs domestiques et professionnels). Les consommateurs domestiques apprécient par ailleurs la simplicité de la facture unique. Lorsqu'ils souhaitent bénéficier d'une électricité d'origine 100 % renouvelable, les résidentiels font appel aux offres vertes des fournisseurs pour disposer d'une offre tout compris alors que les gros consommateurs font davantage appel au marché pour s'approvisionner en garanties d'origine³⁶. L'insatisfaction du service fourni par un fournisseur (litige sur la facturation ou relation clientèle jugée mauvaise) peut également pousser un client à changer de fournisseur, souvent pour retourner chez le fournisseur historique. Enfin, les consommateurs domestiques montrent un attachement à l'existence des tarifs réglementés de vente, estimant que ceux-ci constituent une solution de repli en cas de modification des conditions de marché.

³⁶ Cf. paragraphe 3.5 de la section 2

Les consommateurs se plaignent par ailleurs de démarchages intrusifs ou abusifs de la part des fournisseurs, notamment à la suite de la décision de l'Autorité de la concurrence du 9 septembre 2014 d'ouvrir le fichier des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE aux fournisseurs alternatifs³⁷, bien que les consommateurs avaient la possibilité de s'opposer à la transmission des données les concernant.

Concernant l'avenir, l'apparition d'offres innovantes, utilisant notamment les potentialités nouvelles offertes par les compteurs intelligents, est perçue comme un accélérateur d'ouverture des marchés. Certains gros consommateurs tertiaires souhaiteraient pouvoir bénéficier d'offres « bi-fournisseurs », c'est-à-dire que l'approvisionnement du ruban de consommation serait fourni par un fournisseur, et la pointe par un autre. Enfin, bien qu'il existe une forte demande pour des offres à effacement, les propositions des fournisseurs sont encore trop peu nombreuses et modérément attractives, notamment en raison de l'incertitude sur la valorisation de la capacité.

3.3.1. La stabilité du prix et la prévisibilité de la facture sont les deux principaux arguments de vente des offres à prix fixe

Se mettre à l'abri de la fluctuation des marchés et des évolutions à la hausse des tarifs réglementés est un des principaux arguments de vente des offres à prix fixe. Les fournisseurs s'appuient sur le sentiment des consommateurs que les tarifs de l'énergie augmentent de façon continue. D'après le 8^{ème} baromètre annuel énergie-info, 92 % des français anticipaient une hausse des tarifs de l'énergie dans les prochains mois en 2014. Ce sentiment est plus marqué en gaz naturel (81 % des ménages) qu'en électricité (78 %), probablement en raison de la situation tendue en Ukraine qui nourrit des inquiétudes sur l'approvisionnement et le prix du gaz en Europe.

Les fournisseurs profitent ainsi des évolutions à la hausse des tarifs réglementés, souvent relayées par la presse à l'approche de la période de chauffe en gaz naturel, pour appuyer leurs argumentaires sur le bénéfice des offres à prix fixe. Lorsque les TRV sont baissiers, les évolutions des TRV semblent moins évoquées, mais le discours sur la sécurisation du budget reste inchangé. ENGIE a par exemple lancé une grande campagne de communication au mois de décembre 2014 pour les offres à prix fixe sur trois ans, après deux hausses successives des tarifs réglementés de vente en octobre et en novembre.

En électricité, l'augmentation de 5 % des tarifs réglementés de vente pour les particuliers arrêtée au 1^{er} août 2013 par le gouvernement et la nouvelle hausse de 5 % envisagée à l'époque pour 2014 ont créé un climat favorable à la promotion des offres à prix fixe. Durant l'été 2013, Direct Energie et ENGIE ont notamment lancé une campagne de communication importante pour promouvoir leurs offres à prix fixe sur deux ans mettant en avant le fait que le consommateur était ainsi protégé des évolutions de prix à venir sur le tarif réglementé.

3.3.2. Comparaison a posteriori du tarif réglementé de vente et des offres à prix fixe sur l'année 2014

Si les offres à prix fixe apportent de la visibilité au consommateur, le bénéfice pour le client vis-à-vis des tarifs réglementés est difficile à évaluer *a priori*. En gaz naturel, les tarifs réglementés d'ENGIE évoluent tous les mois depuis le 1^{er} janvier 2013 en fonction des coûts d'approvisionnement d'ENGIE. Cette évolution, indexée sur différents indicateurs de marché (prix du gaz naturel sur le marché de gros, indices relatifs à un panier de produits pétroliers, taux de change euro/dollar) est difficile à appréhender pour un consommateur. Les évolutions tarifaires en électricité sont également difficilement prévisibles.

³⁷ Cf. paragraphe 3.1. de la section 3 pour plus de détails sur l'ouverture des fichiers des clients d'ENGIE aux tarifs réglementés de vente aux fournisseurs alternatifs.

Dans les parties 1 et 3.2 précédentes, l'ensemble des analyses comparatives portant sur les offres des fournisseurs sont fondées sur les factures annuelles estimées à un instant t et ne prennent pas en compte *a priori* les évolutions des prix ou des taxes à venir. La comparaison avec les tarifs réglementés donne une indication sur le niveau des offres à prix fixe proposées mais ne permet pas de savoir si, *in fine*, le consommateur fera des économies en choisissant telle ou telle offre.

Cette partie fait la comparaison, *a posteriori*, de la facture annuelle d'un consommateur au tarif réglementé de vente durant toute l'année 2014 et de celle d'un consommateur ayant souscrit une offre à prix fixe sur une durée d'un an au début du mois de janvier 2014. L'analyse ne présume pas de l'intérêt, en général, des offres à prix fixe des fournisseurs. Sur une période différente, elle pourrait conduire à d'autres conclusions.

L'étude consiste à comparer le gain (ou la perte) effective d'un consommateur ayant choisi une offre de marché à prix fixe au début du mois de janvier 2014. L'analyse est fondée sur les clients types « HP/HC » en électricité et « chauffage » en gaz (cf. section 2 parties 1.1. et 3.2). Pour rappel, les offres à prix fixe sont soumises aux évolutions des taxes et contributions. Le prix fixe est un prix hors taxes.

En gaz naturel, l'analyse suivante tient compte, pour le calcul de la facture annuelle du client type chauffage, de l'évolution mensuelle des TRV et des évolutions des taxes et contributions. A partir du 1^{er} avril 2014, les clients résidentiels doivent s'acquitter de la Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN), d'un montant de 0,127c€ HT/kWh au 1^{er} avril 2014. L'évolution de cette taxe conduit à un surcoût d'environ 17 € TTC sur la facture annuelle du client type en 2014, quelle que soit la nature de son offre (offre à prix fixe ou TRV). Les consommations mensuelles du client type ont été estimées à partir d'un profil de consommation³⁸. Le Tableau 4 présente les factures réalisées, calculées en tenant compte des prix mensuels des tarifs réglementés de vente d'ENGIE sur 2014, ainsi que la facture annuelle telle qu'elle avait pu être estimée en janvier 2014 par un consommateur, c'est-à-dire avec le prix du mois de janvier 2014 utilisé pour valoriser la totalité de la consommation de l'année.

Tableau 4. Comparaison des factures annuelles 2014 estimées et effectives pour un client type « chauffage » en gaz naturel					
		TRV	Offres à prix fixe		
		ENGIE	Lampiris Offre gaz	ENGIE DolcePrimo 1 an	ENI Horizon 1 an
Facture annuelle	Estimée	1 200 €	1 078 €	1 197 €	1 200 €
	Réalisée	1 187 €	1 095 €	1 215 €	1 218 €
	Ecart	- 13 €	17 €	17 €	17 €
Economies/pertes par rapport au TRV	Estimées	- €	- 123 €	- 3 €	0 €
	Réalisées	- €	- 92 €	28 €	31 €

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

En gaz naturel, il ressort de cette analyse que la facture payée *in fine* par le client type « chauffage » au TRV au cours de l'année 2014 est légèrement inférieure à l'estimation faite au mois de janvier (-13 € TTC sur la facture annuelle). Ceci s'explique par la baisse conséquente des tarifs réglementés, notamment durant le premier semestre 2014, dans un contexte baissier des marchés gaziers et pétroliers. Le consommateur qui, anticipant une hausse des tarifs, a souscrit une offre à prix fixe plus chère ou au même niveau que le TRV au mois de janvier 2014, a finalement réalisé une perte. La baisse des tarifs réglementés et l'augmentation des taxes conduisent finalement à un écart d'une trentaine d'euros entre l'économie prévue et réalisée. Seules les offres à prix fixe proposant une

³⁸ Profil dit « P012 » défini dans le cadre du Groupe de Travail Gaz.

facture annuelle nettement inférieure au TRV au mois de janvier 2014 ont effectivement conduit à des économies.

En électricité, seul le TURPE a été modifié en 2014, mais son impact sur la facture annuelle du consommateur est négligeable (-0,5€). Le client type ayant souscrit une offre à prix fixe au 1^{er} janvier 2014 a effectivement payé le montant anticipé. Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont connu une augmentation au 1^{er} novembre 2014. Cette évolution, intervenue en fin d'année, a eu un impact limité sur la facture annuelle 2014 du consommateur (1226 € au lieu de 1221 € prévus en janvier). Le consommateur ayant souscrit une offre à prix fixe moins coûteuse que le TRV au 1^{er} janvier aura effectivement réalisé des économies. Celui ayant souscrit une offre alignée sur le TRV aura économisé 5 €.

Tableau 5. Comparaison des factures annuelles 2014 estimées et effectives pour un client type « HPHC » en électricité

		TRV	Offres à prix fixe	
		EDF	ENGIE <i>DolcePrimo 1 an</i>	Direct Energie <i>Esprit Libre</i>
Facture annuelle	Estimée	1 221 €	1 221 €	1 297 €
	Réalisée	1 226 €	1 221 €	1 297 €
	Ecart	5 €	- €	- €
Economies/pertes par rapport au TRV	Estimées	- €	- €	76 €
	Réalisées	- €	- 5 €	71 €

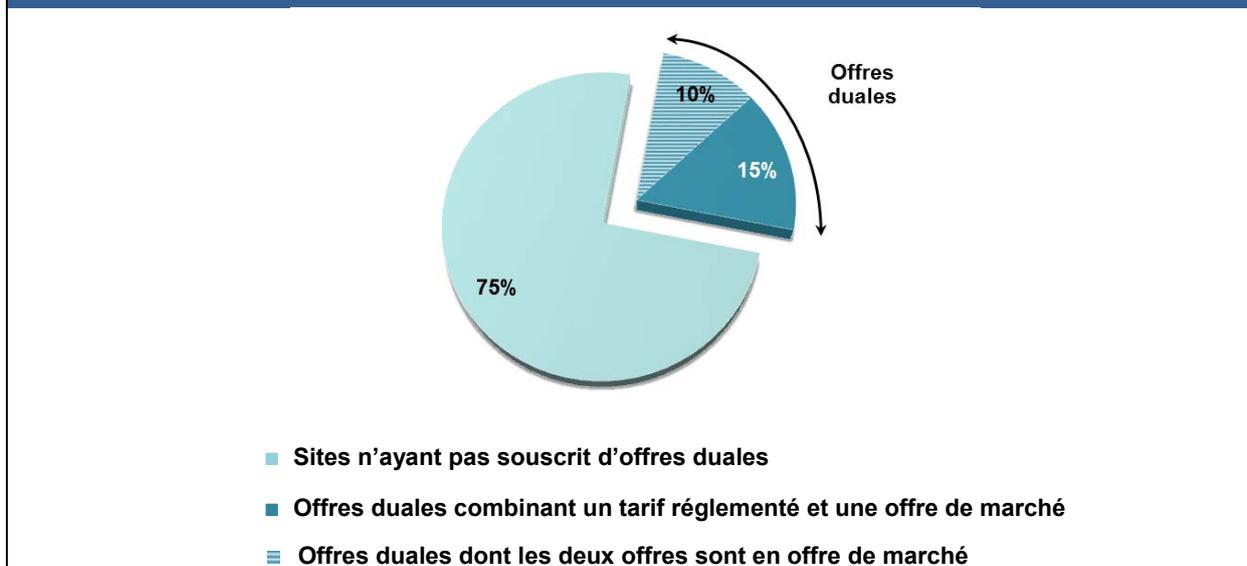
Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

3.4. Les offres duales

Dans le cadre de son étude sur les préférences des consommateurs quant au type d'offres proposées par les fournisseurs, la CRE s'est également intéressée aux offres duales. Au travers du questionnaire mentionné dans la précédente partie, la CRE a obtenu des résultats concernant les clients résidentiels ayant souscrit des offres duales, c'est-à-dire une offre en électricité et en gaz chez le même fournisseur.

La Figure 90 ci-dessous présente les principaux résultats obtenus. Le périmètre d'étude se limite aux clients disposant du gaz naturel à leur domicile, soit à un tiers des sites résidentiels.

Figure 90 : Part des clients résidentiels ayant souscrit une offre duale, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 30 juin 2014



Source : fournisseurs - Analyse : CRE

La possibilité pour le client de bénéficier d'un interlocuteur ou d'une facture unique est un des principaux arguments de vente des fournisseurs pour les offres duales. 25 % des clients résidentiels disposant à la fois de l'électricité et du gaz naturel dans leur logement³⁹ ont souscrit des offres duales, soit respectivement 66 % des clients en offre de marché en gaz naturel et 64 % en électricité.

Les offres duales comprenant la fourniture d'une énergie au tarif réglementé de vente

Par ailleurs, 60 % des clients en offre duales sont au tarif réglementé de vente pour l'une des deux énergies et en offre de marché pour l'autre (soit 15 % des clients disposant des deux énergies), les autres disposent d'une offre duale en offre de marché pour les deux énergies.

L'avantage tiré par les fournisseurs historiques de la proposition d'offres duales combinant tarif réglementé et offre de marché est traité dans le paragraphe 4.2 de la Section 3 de ce rapport.

Comparaison des offres duales avec rabais proposées par les fournisseurs

La suite de cette partie se concentre sur une forme particulière d'offres duales, dites offres duales avec rabais. Dans le cadre de l'analyse qui suit, seront considérées uniquement les offres duales avec lesquelles les fournisseurs proposent des rabais aux clients ayant souscrit chez eux une offre en électricité et en gaz naturel. Cette offre peut être présentée sur une facture unique pour les deux énergies ou sur deux factures distinctes.

L'objet de cette partie est d'analyser les offres duales proposées aux clients résidentiels par certains fournisseurs sur le marché de détail et ainsi évaluer les éventuels bénéfices que ces offres peuvent apporter aux consommateurs.

Au 30 juin 2014, trois offres duales avec rabais, proposées par deux fournisseurs, ont été identifiées à l'aide du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr. Les analyses concernant ces offres sont faites pour des clients type spécifiques, soit un client Base en électricité consommant 2400 KWh par an et un client B1 en gaz naturel (type chauffage) consommant 17 000 KWh par an, situé à Paris.

³⁹ Il s'agit ici du nombre de sites résidentiels ayant souscrit une offre aux tarifs réglementés ou en offre de marché en gaz naturel sur le périmètre d'étude de cette section.

Fournisseur	ENGIE (1 offre)	Direct Energie (2 offres)
Offre	E-dolce Prix fixe 2 ans	Online Electricité et Gaz
		Directe Electricité et Gaz

Au 30 juin 2014, 22 offres au total (dont 12 offres à prix variable et 10 offres à prix fixe) sont disponibles sur le site energie-info.fr proposées par 11 fournisseurs. Même si la grande majorité des offres sur le marché sont présentées sur le comparateur d'offres, les fournisseurs n'ont pas d'obligation de publication. Les informations affichées sont donc déclaratives et pas nécessairement exhaustives.

Les offres duales avec rabais représentent alors 13,6 % des offres proposées sur le marché de détail aux clients résidentiels. Les clients résidentiels peuvent être attirés par ce type d'offre mettant en avant davantage de simplicité, en proposant par exemple une facture ou un interlocuteur unique et des rabais sur la facture. Ainsi, au 30 juin 2014, sur un total de 30,6 millions de clients résidentiels, 0,2 % ont choisi une offre duale avec rabais chez un des deux fournisseurs en proposant. Dans la suite de cette section, les bénéfices de ces offres proposées aux clients seront analysés afin d'évaluer l'intérêt de ces offres duales avec rabais par rapport aux autres offres existantes sur le marché.

Analyses

Les deux fournisseurs proposant des offres duales avec rabais sur le marché des clients résidentiels sont ENGIE et Direct Energie.

Les tableaux suivants comparent la facture annuelle estimée, hors promotion, pour un client ayant souscrit une offre duale avec rabais avec celle d'une offre en électricité et gaz naturel souscrit séparément chez le même fournisseur. Le client type pris pour cette analyse est situé à Paris et consomme 2400 kWh/an d'électricité et 17 000 kWh/an de gaz naturel.

Tableau 6. Offre duale E-Dolce à prix fixe pendant 2 ans chez ENGIE, au 30 juin 2014

Fournisseur	Offre	Prix	Abonnement		Prix variable/kWh	
ENGIE	E-Dolce prix fixe 2 ans	1513 € TTC (remise de 100 € sur la facture totale)	Electricité :	Gaz :	Electricité :	Gaz :
	Electricité et gaz conjoints		84,56 € TTC	226,43 € TTC	0,13693 € TTC	0,05726 € TTC

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Tableau 7. Offres séparées en électricité et gaz E-Dolce à prix fixe pendant 2 ans chez ENGIE, au 30 juin 2014

Fournisseur	Offre	Prix		Abonnement		Prix variable/kWh	
ENGIE	E-Dolce prix fixe 2 ans	1613 € TTC		Electricité :	Gaz :	Electricité :	Gaz :
	Electricité et gaz séparés	Electricité : 413 € TTC	Gaz : 1200 € TTC	84,56 € TTC	226,43 € TTC	0,13693 € TTC	0,05726 € TTC

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Au 30 juin 2014, ENGIE propose une seule offre duale avec rabais aux clients résidentiels, c'est l'offre E-Dolce à prix fixe pendant 2 ans. Le client type avec des caractéristiques telles que retenues pour cette analyse, souhaitant souscrire cette offre duale, peut bénéficier de 100 euros de remise.

Les remises pour souscrire une offre duale chez ENGIE varient en fonction de la consommation du client et peuvent aller jusqu'à 140 euros. Il peut y avoir une remise de 40 € pour un client consommant jusqu'à 6000 kWh d'électricité par an et de 100 € pour un client consommant plus de 30 000 kWh de gaz par an.

Il est à noter que le prix de l'abonnement ainsi que le prix du kWh sont les mêmes pour les deux types d'offres.

Tableau 8. Offres duales <i>Online</i> et <i>Directe</i> chez Direct Energie au 30 juin 2014							
Fournisseur	Offre	Prix		Abonnement		Prix variable/kWh	
Direct Energie	Online Electricité et Gaz conjoints	1460 € TTC		Electricité : 84,56 € TTC	Gaz : 223,60 € TTC	Electricité : 0,12626 € TTC	Gaz : 0,0499 € TTC
	Directe Electricité et Gaz conjoints	1493 € TTC		Electricité : 84,56 € TTC	Gaz : 223,60 € TTC	Electricité : 0,1295 € TTC	Gaz : 0,0514 € TTC

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Tableau 9. Offres séparées <i>Online</i> et <i>Directe</i> en électricité et en gaz chez Direct Energie au 30 juin 2014							
Fournisseur	Offre	Prix		Abonnement		Prix variable/kWh	
Direct Energie	Online Electricité et Gaz séparés	1483 € TTC		Electricité : 84,56 € TTC	Gaz : 226,43 € TTC	Electricité : 0,12842 € TTC	Gaz : 0,05096 € TTC
		Electricité : 393 € TTC	Gaz : 1090 € TTC				
	Directe Electricité et Gaz séparés	1517 € TTC		Electricité : 84,56 € TTC	Gaz : 226,43 € TTC	Electricité : 0,13154 € TTC	Gaz : 0,05252€ TTC
		Electricité : 400 € TTC	Gaz : 1117 € TTC				

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Au 30 juin 2014, Direct Energie propose deux offres duales avec rabais, l'offre Online Electricité et Gaz et l'offre Directe Electricité et Gaz. Les deux énergies peuvent par ailleurs être souscrites séparément via les offres Online et Directe.

La part variable de l'offre Online prise en tant qu'offre duale avec rabais hors promotion est 1,5 % moins chère que la même offre prise séparément pour les deux énergies également hors promotion.

Il est à noter que l'offre duale Online permet de bénéficier d'un prix variable de l'électricité HT inférieur de 10 % au prix HT du tarif réglementé de vente, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel. En revanche, lorsqu'elle est souscrite pour une seule des deux énergies, l'offre Online permet de bénéficier d'un prix variable du kWh HT inférieur de 8 % seulement au tarif réglementé de vente en électricité et en gaz naturel.

La part variable de l'offre duale avec rabais Directe est 1,6 % moins chère que l'offre Directe avec les deux énergies souscrites séparément.

Comme pour l'offre Online, l'offre Directe aussi mise sur le prix variable du kWh pour être plus compétitive. L'offre duale avec rabais Directe propose, pour chaque énergie, un prix variable HT inférieur de 7 % au tarif réglementé de vente. En revanche, lorsqu'elle est souscrite pour une seule des deux énergies, l'offre Directe permet de bénéficier d'un prix variable du kWh HT inférieur de 5 % seulement au tarif réglementé de vente en électricité et en gaz naturel.

Pour les rabais qu'offrent les deux offres duales de Direct Energie, on retrouve l'explication dans le prix variable du kWh. Par exemple, pour l'offre duale Online, le prix du kWh est 1,7 % en électricité et 0,1 % en gaz, moins chère que le prix du kWh de cette même offre si elle est prise séparément pour les deux énergies. On retrouve la même chose chez l'offre Directe où le prix variable du kWh pour l'offre duale avec rabais est moins cher de 1,5 % en électricité et de 2,1 % en gaz comparé au prix variable du kWh pour la même offre prise séparément pour les deux énergies.

3.5. Les offres vertes

La présente partie porte sur un cas particulier d'offres proposées aux consommateurs : les offres vertes.

Les offres dites « vertes » désignent les offres dont la totalité de l'électricité provient de sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, solaire, géothermique, hydraulique, marine ou encore l'énergie issue de la biomasse (bois, gaz de décharge, gaz de stations d'épuration d'eaux usées, biogaz...) ou de cogénération.

Comme il est très difficile de suivre le cheminement de l'électricité dans les réseaux et de déterminer la provenance de l'électricité livrée à un consommateur final, le choix a été fait de mettre en place un mécanisme de garanties d'origine. Une garantie d'origine permet de prouver au consommateur que l'électricité qu'il consomme est issue des énergies renouvelables ou de la cogénération. L'objectif final de ce dispositif est de favoriser la demande pour de l'électricité renouvelable notamment en améliorant l'information du consommateur et en lui permettant de choisir certaines caractéristiques du mix de production de l'électricité qu'il consomme.

3.5.1. Les offres vertes reposent sur le mécanisme des garanties d'origine

Le système de garanties d'origine est encadré, en droit communautaire, par la [Directive 2009/28/CE](#) du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, transposée en droit français et régi par le [décret n°2012-62 du 20 janvier 2012](#) relatif aux garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, modifiant le décret n° 2006-1118 du 5 septembre 2006 relatif aux garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération fixant le régime des garanties d'origine.

Une garantie d'origine (« GO ») est un document électronique attestant au consommateur final que tout ou partie de son électricité est d'origine renouvelable ou produite par cogénération.

En France, depuis le 1^{er} mai 2013⁴⁰, Pownext est en charge, pour 5 ans, de la gestion du registre national des garanties d'origine et assure la délivrance, le transfert et l'annulation des garanties d'origine. Auparavant le gestionnaire de réseau de transport, RTE, était responsable de cette mission. L'organisme est désigné par le ministre chargé de l'énergie, après une procédure de mise en concurrence, pour une durée qui ne peut dépasser 5 ans.

Les garanties d'origine sont souvent confondues avec les certificats verts, utilisés comme régime de soutien aux énergies renouvelables dans certains pays européens comme l'Angleterre ou la Belgique, à l'instar du tarif d'obligation d'achat en France, ou anciennement utilisés comme moyen de traçabilité de l'énergie renouvelable. Avant le 1^{er} janvier 2012, en France, un mécanisme de certificats verts émis

⁴⁰ Arrêté du 19 décembre 2012 désignant l'organisme en charge de la délivrance, du transfert et de l'annulation des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération.

par Observ'ER, coexistaient avec un mécanisme de garanties d'origine afin de certifier le caractère renouvelable de l'électricité.

Depuis le 1^{er} janvier 2012, en application de [l'article L314-16](#) du code de l'énergie, sur le territoire français, « *seules les garanties d'origine ont valeur de certification de l'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables aux fins de démontrer aux clients finals la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l'offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d'énergie* ».

L'article L314-16 du code de l'énergie précise que « *chaque unité d'énergie produite à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération ne peut être prise en compte qu'une seule fois* ». En conséquence, le mécanisme de certificats verts ne peut désormais plus servir de certification de l'origine renouvelable de l'électricité.

Les producteurs d'électricité renouvelable, ou les acheteurs obligés dans le cas des installations sous obligation d'achat, peuvent demander des garanties d'origine pour la quantité d'électricité produite. Au préalable, l'installation de production doit être enregistrée sur le registre national des GO. L'article L314-16 du code de l'énergie précise qu'« *une garantie d'origine au plus est émise pour chaque unité d'énergie produite correspondant à un mégawattheure* ». L'information contenue dans ces garanties d'origine est normalisée, afin d'être reconnue dans tous les États membres de l'Union européenne, et ainsi permettre les échanges de garanties d'origine entre les pays.

Une garantie d'origine précise au minimum :

- Le numéro identifiant la garantie d'origine, son pays d'émission et la date de sa délivrance ;
- La source d'énergie à partir de laquelle l'électricité a été produite ;
- Le nom et la qualité du demandeur ;
- Le nom et le lieu de l'installation de production d'électricité ainsi que sa puissance ;
- La date à laquelle l'installation a été mise en service ;
- Le type et le montant des aides nationales dont a bénéficié l'installation, y compris les aides à l'investissement ou le niveau du tarif d'achat et la durée du contrat lorsque l'installation fait l'objet d'un contrat d'achat ;
- Les dates de début et de fin de la période sur laquelle porte la demande de garanties d'origine.
- Les garanties d'origine sont valables pendant un an à compter de la production de l'unité d'énergie correspondante. Une fois ce délai dépassé, elles sont expirées et ne peuvent ni être utilisées, ni être transférées.

Une fois émises, les garanties d'origine peuvent être transférées via le registre national des GO. Les transferts peuvent se faire au niveau national ou européen. Les transferts opérés par Powernext font suite à des transactions bilatérales. Powernext est informé du transfert de GO et conserve les noms et coordonnées des titulaires successifs d'une GO.

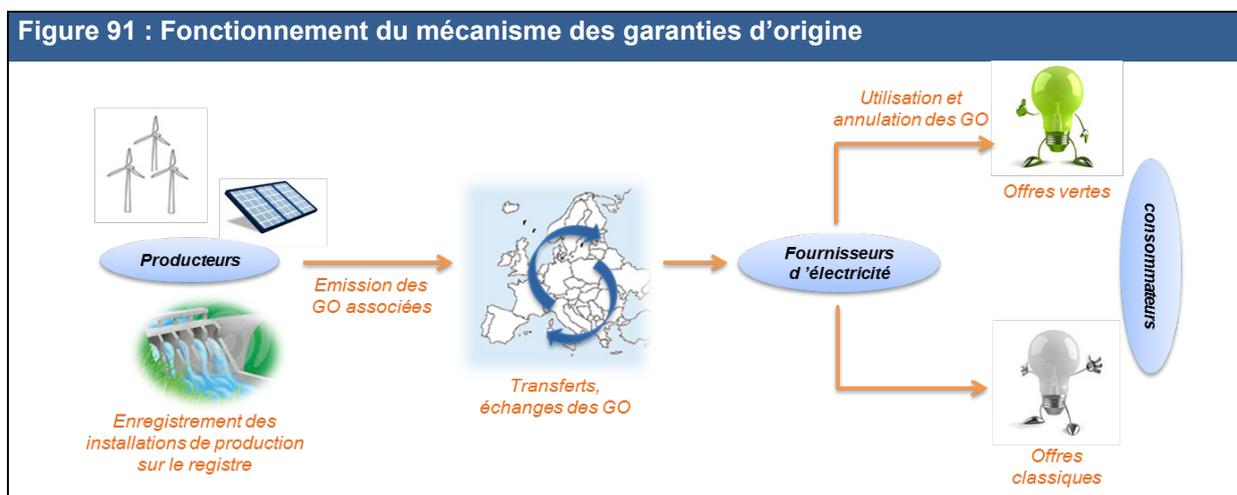
Une fois la garantie d'origine transférée, l'électricité vendue par le producteur ne peut plus être considérée comme de l'électricité verte. Le caractère « vert » de cette quantité d'énergie appartient désormais au détenteur de la garantie d'origine.

Afin d'assurer que les fournisseurs d'électricité verte ne valorisent qu'une seule fois les garanties d'origine, celles-ci sont annulées lorsqu'elles ont été utilisées. Le fournisseur doit demander à Powernext d'annuler sur le registre le nombre de garanties d'origine équivalent au volume d'énergie verte vendu à ses clients sur la période concernée. Pour ce faire, le fournisseur d'électricité indique à Powernext, parmi les garanties qu'il détient, celles qu'il souhaite utiliser. Powernext procède alors à l'annulation de ces garanties en inscrivant sur le registre la date de leur utilisation et émet un certificat de garantie d'origine mentionnant la quantité utilisée et le destinataire.

Pour assurer la transparence et la traçabilité des garanties d'origine, l'ensemble des actions relatives aux garanties d'origine doit être enregistré dans le registre de Powernext.

Le fait, pour un fournisseur, de proposer une offre verte ne signifie pas que la totalité de son approvisionnement est issu de sources d'énergies renouvelables. Un fournisseur peut s'approvisionner sur le marché de gros, via l'ARENH ou ses propres sites de production non renouvelables et néanmoins proposer des offres vertes. Dans ce cas, il doit acheter des garanties d'origine en quantité équivalente à la consommation des clients de son portefeuille ayant souscrit une offre verte.

La figure ci-dessous synthétise les différentes étapes du système de garanties d'origine.



Source : CRE

Un fournisseur désirant proposer des offres vertes à ses clients dispose de plusieurs solutions :

- acheter directement l'électricité auprès d'un producteur d'électricité renouvelable avec les garanties d'origine associées ;
- s'approvisionner à partir de différentes sources d'électricité renouvelable ou non (sur le marché, via l'ARENH, etc.) et acheter, en parallèle, les garanties d'origine correspondant au volume d'électricité verte vendu à ses clients ;
- s'approvisionner à partir de ses propres sites de production d'électricité renouvelable. Dans ce cas, le fournisseur doit tout de même émettre et annuler ses garanties d'origine sur le registre.

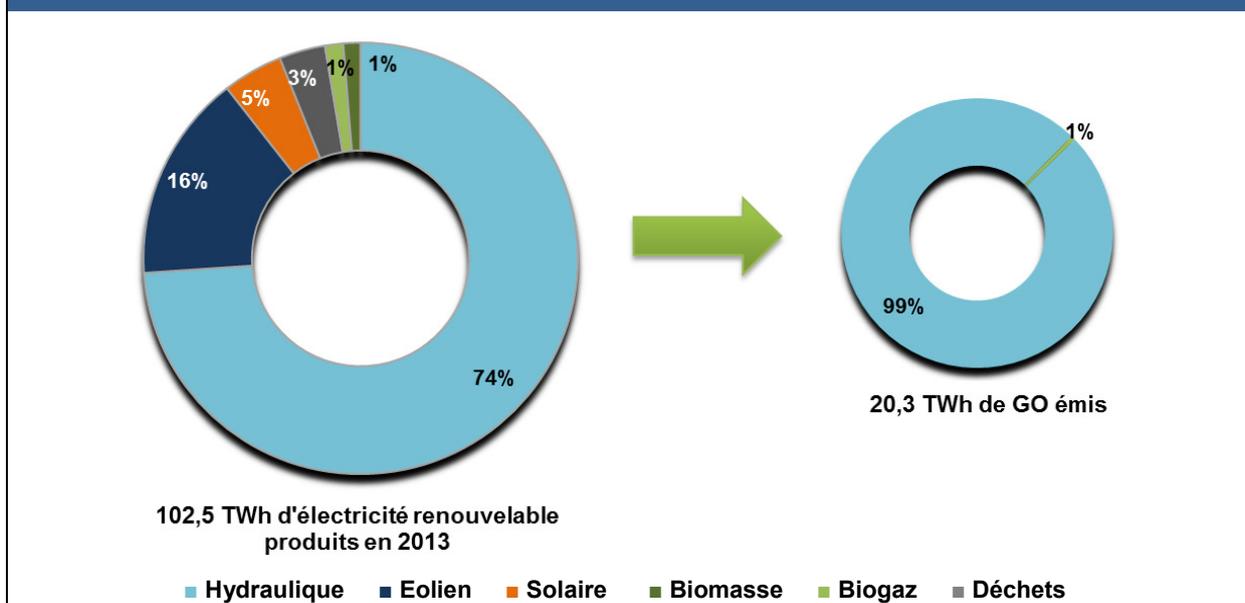
Le fournisseur doit toujours disposer du volume de garanties d'origine correspondant à la consommation de son portefeuille clients ayant souscrit une offre verte, et être en mesure de le prouver à ses clients. Il faut noter que le contrôle de cette concordance, même s'il est souhaitable, n'est aujourd'hui confié à aucun organisme particulier.

3.5.2. *Aujourd'hui peu nombreuses et diversifiées, les garanties devraient néanmoins se développer*

En 2013, sur les 101,3 TWh⁴¹ d'électricité renouvelable produits en France 20,3 TWh, soit 20 %, ont été certifiés avec des garanties d'origine. Aucune garantie d'origine n'a été émise sur les 13,2 TWh d'électricité issus de la cogénération. Les garanties d'origine émises en France proviennent très majoritairement des centrales hydrauliques, comme le montre la Figure 92 ci-dessous.

⁴¹ Source : RTE, Eco2mix

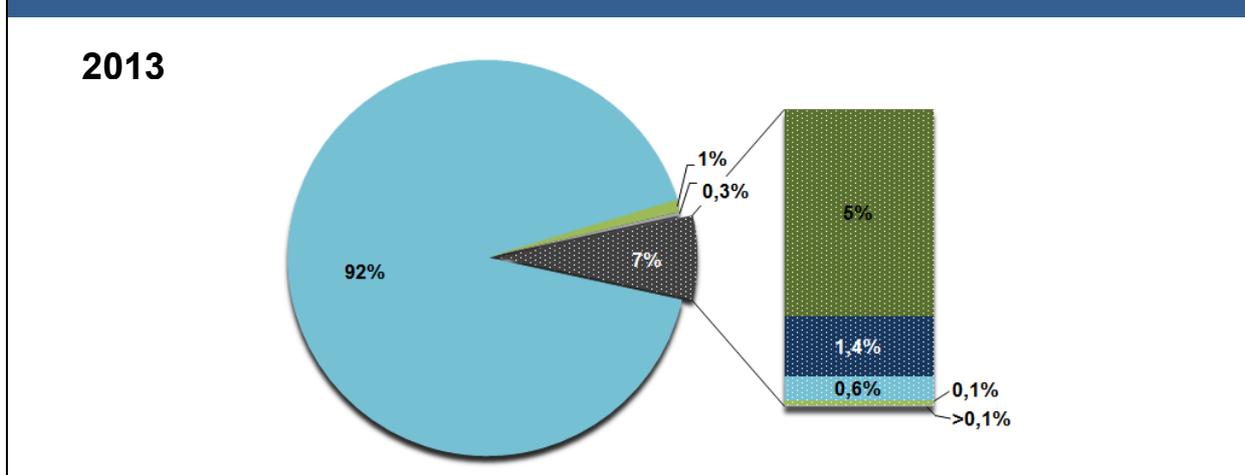
Figure 92 : Ventilation par filière de l'origine de l'électricité renouvelable produite et des garanties d'origine émises, en France en 2013



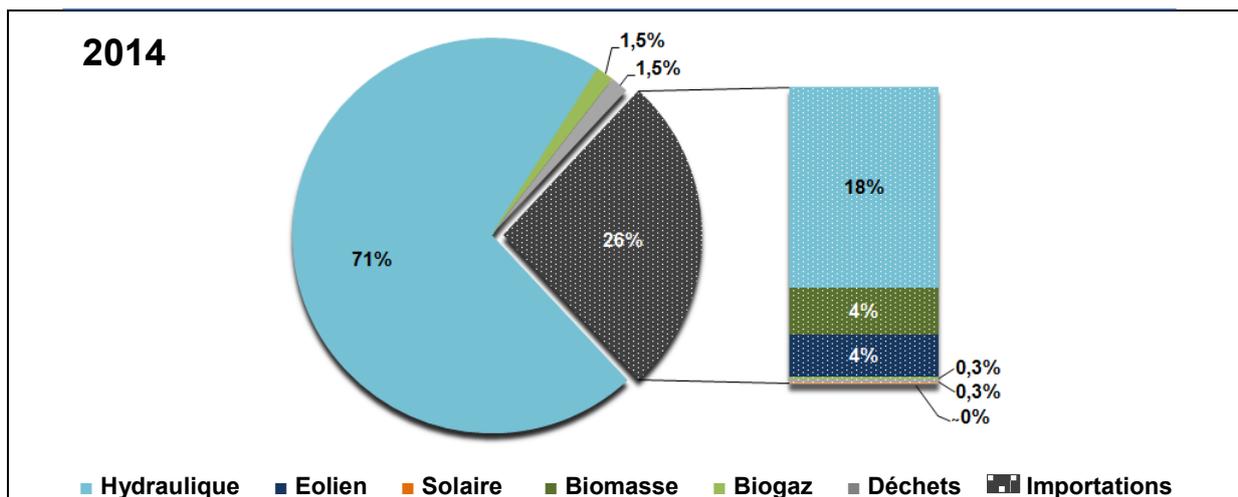
Source : Powernext - Analyse CRE

La Figure 93 montre l'origine des GO utilisées en France au cours des années 2013 et 2014, en précisant la part des importations. En 2014, les importations représentent 26 % des GO utilisées contre seulement 7 % en 2013. Ceci s'explique en partie par le fait que les échanges avec d'autres pays européens n'ont été permis qu'à partir du mois de juillet 2013, lorsque Powernext est devenu membre de l'AIB⁴². Les garanties d'origine utilisées en 2013 et 2014 proviennent majoritairement de centrales hydrauliques françaises, bien qu'en 2014 près de 20 % des GO d'origine hydraulique aient été importées. Les GO provenant de parcs éoliens ou de centrales biomasses, issues exclusivement d'importations, représentent chacune 4 % des GO utilisées en 2014. Le solaire représente une part négligeable des GO utilisées en 2014 (inférieur à 0,1%).

Figure 93 : Ventilation par filière de l'origine des garanties d'origine utilisées en France en 2013 et 2014



⁴² Association of Issuing Bodies : association regroupant les organismes en charge de la gestion du registre des GO de 20 états européens.

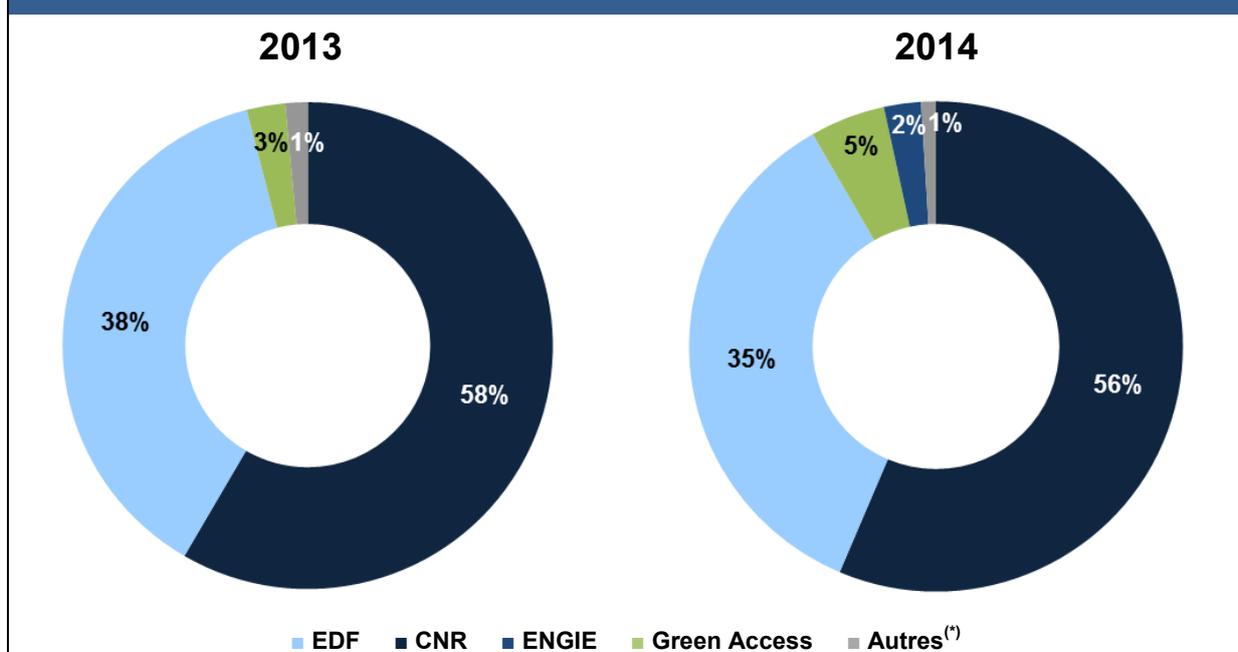


Source : Powernext - Analyse CRE

Les garanties d'origine sont utilisées par les fournisseurs d'électricité pour proposer des offres vertes (ou en partie verte) à leurs clients mais également par des grandes enseignes, n'ayant pas souscrit une offre verte auprès de leur fournisseur, mais qui achètent directement des garanties d'origine afin de « verdir » leur approvisionnement en électricité dans le cadre de communications sur leur politique environnementale visant à promouvoir leur engagement ou encore obtenir des Ecolabels.

La Figure 94, ci-dessous, représente la part des différents acteurs dans la demande d'émission de GO en 2013 et 2014. EDF est à l'origine de près de 40 % des garanties d'origine émises en 2013. La CNR, qui dispose de nombreuses centrales hydroélectriques, a émis, quant à elle, 58 % des garanties d'origine en 2013. Green Access, fournisseur de garanties d'origine pour les clients désirant « verdir » leur approvisionnement sans souscrire une offre d'électricité verte auprès d'un fournisseur, est le troisième acteur avec 5% des GO émises en 2014.

Figure 94 : Répartition de la quantité de garanties d'origine émises en 2013 et 2014 en fonction du demandeur



^(*) Catégorie 'Autres' 2013 : Alpiq, Direct Energie, GEG SE, Hydronext, SAS La Christine, UEM, Wattvalue.

Catégorie 'Autres' 2014 : Direct Energie, Energies Services Lavour (ESL), GEG SE, Hydronext, UEM, Wattvalue.

Source : Powernext - Analyse CRE

Un facteur pouvant limiter la valorisation de la production d'électricité renouvelable sous forme de GO réside dans les frais fixes de gestion et d'admission au registre qui en découlent. Les droits d'admission, pour devenir titulaire d'un compte sur le registre national afin d'émettre, transférer ou utiliser des GO sont de 2000 € HT par an. A cela s'ajoute, pour chaque installation détenue par un titulaire de compte, des frais d'inscription de 450 € HT par période de trois ans. Ces frais peuvent s'avérer dissuasifs pour des installations de petites tailles, telles que les installations photovoltaïques, la micro-hydroélectricité ou les parcs éoliens de faible puissance.

D'autre part, en France continentale, le droit à obtenir la délivrance de garanties d'origine relatives à l'électricité produite par des installations sous obligation d'achat revient aux acheteurs obligés, soit EDF OA et les ELD sur leurs territoires⁴³. Ainsi, compte tenu de l'importance de son parc hydraulique conventionnel et de son rôle d'acheteur obligé sur 95 % du territoire continental, une grande partie de l'électricité renouvelable valorisable sous forme de garanties d'origine est détenue par EDF.

Dans le cadre législatif actuel, la valorisation financière retirée de la vente des garanties d'origine pour les acheteurs obligés est déduite du montant des charges de service public de l'électricité⁴⁴. Les acheteurs obligés ne sont donc *a priori* pas incités financièrement à vendre les garanties d'origine dont ils peuvent demander l'émission. D'après le registre de Pownext, la société EDF n'a émis aucune GO provenant d'installations sous obligation d'achat en 2012 et en 2013. Aujourd'hui, les installations de production renouvelable ne bénéficiant pas ou plus de l'obligation d'achat sont très peu nombreuses. Ainsi, les producteurs ayant le droit d'émettre les garanties d'origines associées à leur production et de les vendre à des fournisseurs pour la promotion d'offres vertes sont rares. Seule la grande hydraulique et la grande cogénération⁴⁵ ne bénéficie pas ou plus de l'obligation d'achat, ce qui explique la large proportion de GO d'origine hydraulique.

En 2012, de nombreux contrats d'obligation d'achat pour les petites centrales hydrauliques sont arrivés à échéance, représentant un gisement potentiel d'électricité assortie de garanties d'origine pour les fournisseurs. Toutefois, de nombreuses installations sont depuis revenues à un régime d'obligation d'achat suite à des investissements spécifiques donnant droit à un renouvellement de leur contrat⁴⁶.

Concernant la filière éolienne, un seul parc éolien est arrivé au terme de son contrat d'obligation d'achat à ce jour. Néanmoins, à partir de 2016 de nouveaux parcs vont voir leur contrat d'achat arriver à échéance et pourront dès lors valoriser leur production sur le marché et vendre leurs garanties d'origine.

La figure ci-dessous représente, selon les filières, la prévision de la puissance des installations renouvelables situées en métropole continentale dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance dans les prochaines années. A partir de 2020, des volumes significatifs arriveront en fin de contrat d'obligation d'achat dans les différentes filières, notamment éolienne, ce qui permettra une diversification de l'origine des GO et du mix énergétique des offres vertes.

⁴³ L'article L 314-14 du code de l'énergie dispose que « *la personne achetant, en application des articles L. 121-27, L. 311-12 et L. 314-1, de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération est subrogée au producteur de cette électricité dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes* ».

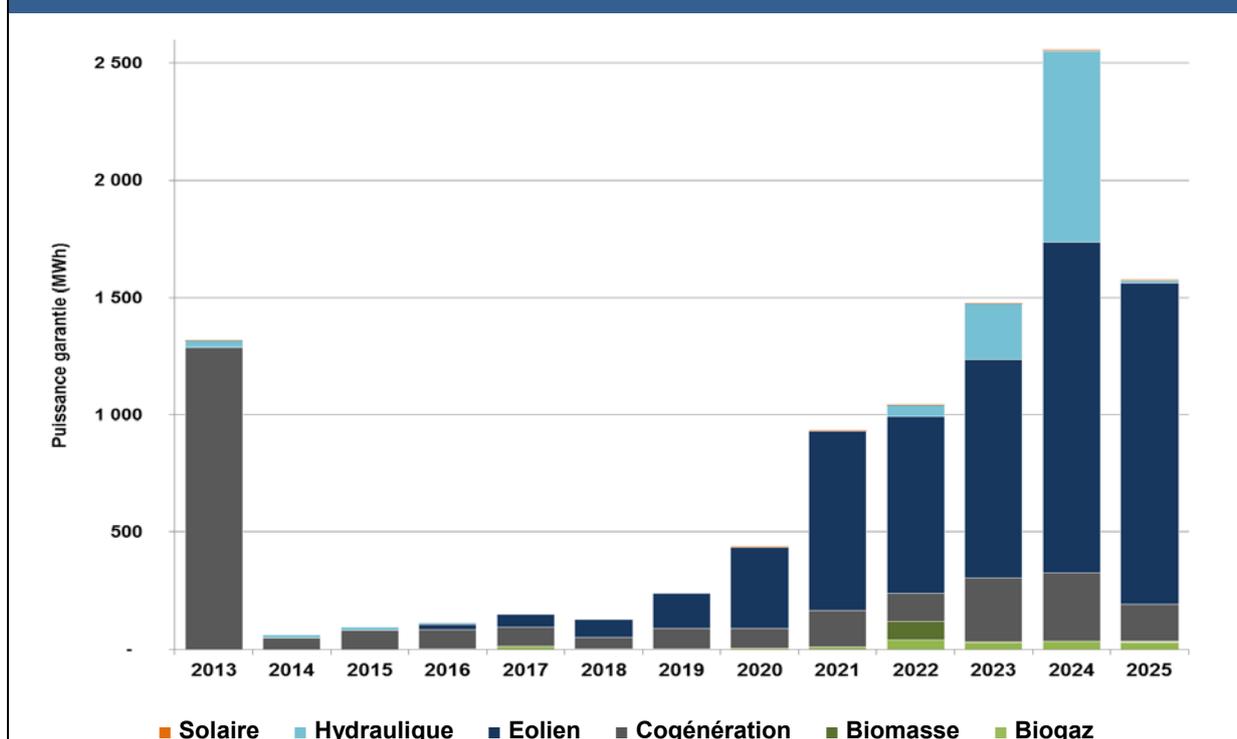
⁴⁴ Décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité

⁴⁵ Cogénération de puissance supérieure à 12 MW.

⁴⁶ Arrêté du 10 août 2012 définissant le programme d'investissement des installations de production hydroélectrique prévu à l'article L. 314-2 du code de l'énergie.

Arrêté du 14 mars 2011 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 et pris en application du décret 2001-410 du 10 mai 2001

Figure 95 : Prédiction des installations situées en métropole continentale dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance, par filière, en puissance installée



Source : EDF OA, ELD - Analyse CRE

Par ailleurs, la [loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#) prévoit de faire évoluer le mécanisme de soutien de certaines installations de production renouvelable vers une mise en vente de la production d'électricité sur le marché adossé à un complément de rémunération. Les dispositions du nouvel article L. 314-6-1 du code de l'énergie prévoient qu'un producteur peut transférer son contrat d'achat, dans les six mois suivants sa signature, à un organisme agréé par l'autorité administrative, venant se subroger à EDF ou aux ELD. Les fournisseurs ayant racheté ces GO issues de la production renouvelable sous OA pourront alors les valoriser au travers d'offres vertes adressées à leurs clients. Ces évolutions devraient contribuer à une plus grande liquidité et une diversification de l'origine des GO.

D'autre part, les fournisseurs peuvent dès à présent acheter des garanties d'origine dans d'autres pays européens s'ils désirent diversifier leurs sources d'approvisionnement en GO.

3.5.3. Les consommateurs ont accès à des offres vertes en électricité

En juin 2014, 10 fournisseurs nationaux proposent des offres « vertes » aux consommateurs résidentiels selon le site www.energie-info.fr :

 alterna	Alterna	 GDF SUEZ DolceVita	GDF Suez (devenue ENGIE)
 direct energie	Direct Energie	 Lampiris LA BONNE ENERGIE	Lampiris
 enalp	Enalp	 PLANÈTE OUI 100% RENOUVELABLE	Planète Oui
 enercoop	Enercoop	 proxelia	Proxelia
 énergem	Energem	 Sélia	Sélia

Parmi ces fournisseurs, certains sont spécialisés dans les offres vertes et ne proposent que ce type d'offres. C'est le cas notamment des fournisseurs Enercoop, Enalp, Planète OUI, Lampiris et Energem.

Les sources d'approvisionnement en énergie renouvelable sont variables selon les fournisseurs. La majorité utilise de l'électricité hydraulique, provenant au moins en partie de leurs propres centrales de production (Energem, ENGIE). Enercoop et Planète OUI revendent également une part d'électricité issue d'installations photovoltaïques, de parc éolien, de centrales biomasse ou biogaz. Enercoop est le seul fournisseur à revendiquer un approvisionnement direct auprès de producteurs d'énergie renouvelable pour la totalité de son électricité verte.

En sus d'une électricité garantie 100% verte, certains fournisseurs s'engagent à reverser une part des revenus issus de la vente de l'énergie verte dans un fond destiné à financer le développement des énergies renouvelables. Par exemple, pour les clients résidentiels ayant souscrit l'offre « AlpEnergie Noé Dom » du fournisseur Enalp ou l'offre « Alpenergie » du fournisseur Proxelia, respectivement 4,47 et 5,30 € par MWh consommé sont reversés au fonds NOE (Nature Option Energie⁴⁷). D'autres fournisseurs proposent également ce type d'offres, avec versement dans des fonds pour le développement des énergies renouvelables aux clients non résidentiels.

Par ailleurs, les offres vertes sont souvent assorties de services tels des suivis de consommations, des conseils d'économies d'énergie ou des bilans énergétiques. Enercoop propose par exemple le prêt d'un wattmètre pour suivre les consommations de son logement ainsi que des formations. Le fournisseur Planète OUI incite ses clients à maîtriser leurs consommations via des services coopératifs tels le service Electrécolo, qui propose 10% de réduction sur l'abonnement si la consommation du client n'excède pas la consommation Electrécolo de référence.

Aujourd'hui, près de 170 000 clients résidentiels ont souscrit une offre verte auprès de l'un de ces 10 fournisseurs, ce qui représente 0,5 % de l'ensemble des sites résidentiels et 6 % des sites résidentiels en offre de marché. La consommation associée à ces offres vertes, pour les clients résidentiels, s'élève à 0,7 TWh.

S'agissant des clients non résidentiels, 34 000 sites ont souscrits une offre verte auprès de l'un de ces fournisseurs. L'analyse n'est néanmoins pas exhaustive, les fournisseurs proposant des offres vertes uniquement aux clients professionnels, comme EDF, n'ont pas été interrogés dans le cadre de cette étude. D'autre part, cette étude ne comporte pas les clients ayant souscrit des offres vertes auprès de fournisseurs régionaux.

⁴⁷ NOE (Nature Option Energie) est un fonds créé en 2003 par la CNR pour financer la recherche, le développement et la construction en France de moyens de production d'électricité renouvelable dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. <http://www.cnr.tm.fr/energie/gestion-et-optimisation-de-la-production/fonds-noe.aspx>

	Nombre de sites			Consommation		
	nombre de sites	% par rapport aux offres de marché	% par rapport à l'ensemble des sites	consommation (TWh)	% par rapport aux offres de marché	% par rapport à l'ensemble des sites
Résidentiels	167 000	6,1%	0,5%	0,72	7,0%	0,5%
Non résidentiels	34 000	5,0%	0,7%	1,77	1,6%	0,6%
Total	200 000	5,9%	0,6%	2,49	2,0%	0,6%

Données provenant des 10 fournisseurs nationaux précités

Source : fournisseurs - Analyse CRE

• Coût des offres vertes proposées aux clients résidentiels

Parmi les 10 fournisseurs nationaux proposant des offres vertes aux consommateurs résidentiels, la moitié dispose de différentes offres de marché, parmi lesquelles des offres vertes, les cinq autres fournisseurs se sont concentrés sur la promotion d'offres vertes.

L'objet de cette section est de comparer les prix des offres vertes proposées aux clients résidentiels par rapport aux tarifs réglementés de vente d'une part, et par rapport aux offres classiques des fournisseurs d'autre part. Par « offres classiques », on entend ici les offres dont l'électricité ne provient pas en totalité de sources renouvelables, qu'il s'agisse d'offres à prix fixe ou variable.

Les comparaisons sont effectuées à partir de deux types de clients situés à Paris, comme dans l'ensemble du présent rapport :

- un client en option base avec une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 2 400 kWh/an (Client 1) ;
- un client en option Heures Pleines/Heures Creuses avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (Client 2).

Le tableau ci-dessous présente l'ensemble des offres vertes répertoriées sur le site www.energie-info.fr pour les deux clients-type, au 30 juin 2014.

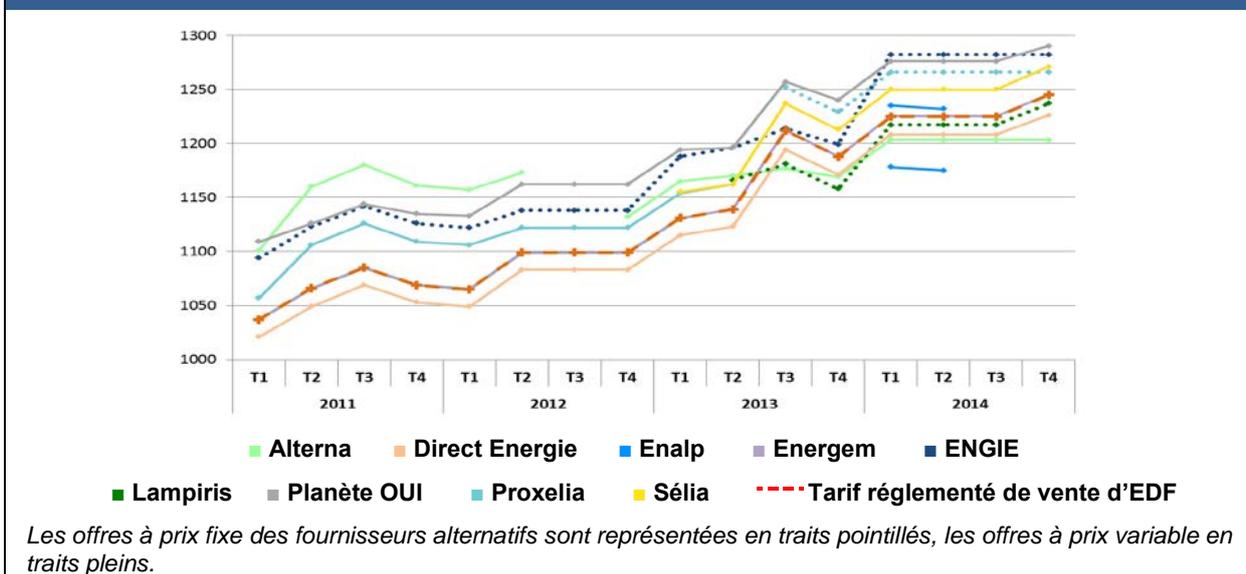
	Fournisseur	Nom de l'offre	
Prix variable	 alterna	Alterna**	Idea Vert
	 direct energie	Direct Energie	100 % Pur Jus
	 enalp	Enalp*	AlpEnergie DOM 100 % renouvelable
		Enalp*	AlpEnergie NOE DOM 100 % renouvelable
	 enercoop	Enercoop**	Offre particuliers
	 energem	Energem	Objectif élec Clients résidentiels
	 Planète OUI	Planète OUI	Electricité 100% renouvelable
Prix fixe	 Sélia	Sélia	Integreen
	 ENGIE	ENGIE	DolceVert à prix fixe 1 ou 2 ans
	 Lampiris	Lampiris	L'électricité 100 % verte
	 Proxelia	Proxelia	Domelia Alpengergie

Source : comparateur d'offres energie-info

* Le fournisseur Enalp a depuis réduit sa zone de desserte pour se concentrer sur la région Rhône-Alpes. Il n'est donc plus considéré comme un fournisseur national.

** Les offres vertes des fournisseurs Alterna et Enercoop ne sont pas indexées sur les tarifs réglementés de vente mais suivent leur propre formule d'évolution.

Figure 96 : Evolution de la facture annuelle des différentes offres vertes depuis 2011 pour un client résidentiel type HPHC (Client 2)



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

La majorité des offres vertes sont à prix variable, indexé sur le tarif réglementé de vente ou évoluant selon une formule propre au fournisseur. Trois fournisseurs proposent néanmoins des offres à prix fixe : ENGIE, Lampiris et Proxelia. Enercoop ne propose pas de tarification spécifique Heure pleine/Heure Creuse à ses clients. Dans la suite de l'analyse, le prix de l'offre Enercoop pour le Client 2 est calculé sur la base d'un prix du kilowattheure identique pour les heures pleines et les heures creuses.

Comparaison par rapport aux tarifs réglementés

Dans un premier temps, la CRE s'est concentrée sur la comparaison des prix des offres vertes par rapport aux tarifs réglementés. L'analyse porte sur une comparaison de la facture annuelle à un instant donné, telle qu'un consommateur la verrait sur le site www.energie-info.fr, et ne prend pas en compte, par conséquent, les éventuelles évolutions tarifaires sur l'année considérée.

Un client ayant choisi une offre à prix fixe plus chère que le tarif réglementé lors de sa souscription pourra, *in fine*, faire des économies par rapport à un client ayant souscrit au tarif réglementé, si le tarif réglementé augmente au cours de l'année.

Abonnement

La part abonnement des offres vertes varie peu d'une offre à l'autre, la majorité des fournisseurs ayant aligné la part abonnement de leurs offres sur celle du tarif réglementé. Seuls trois fournisseurs ont une part abonnement différente du TRV : il s'agit d'Enercoop, d'Alterna et d'Enalp.

Les parts abonnement de l'offre d'Enercoop et d'Alterna sont sensiblement plus chères que celle du tarif réglementé de vente. Pour un client type base, l'abonnement est respectivement 35 % et 37 % plus élevé que celui du TRV pour l'offre d'Alterna et d'Enercoop (16 % et 14 % plus cher s'agissant d'un client type HPHC). Au contraire, Enalp propose un abonnement 4% inférieur au prix de l'abonnement du tarif réglementé de vente d'électricité, et ce pour l'ensemble des deux options considérées (base et HPHC) quelle que soit la puissance souscrite.

Part variable

Concernant la part variable des offres vertes, c'est-à-dire le coût du kilowattheure d'électricité, les situations sont plus contrastées.

Le tableau ci-dessous compare les factures annuelles des offres vertes des différents fournisseurs par rapport au TRV, pour les deux clients type considérés.

Fournisseur	Offre	Prix (€ TTC/an)		% par rapport au TRV	
		Base	HPHC	Base	HPHC
Alterna	Idea Vert	431	1202	4%	-2%
Direct Energie	100 % Pur Jus	408	1204	-1%	-1%
Enalp	AlpEnergie DOM	397	1175	-4%	-4%
Enalp	AlpEnergie NOE DOM	413	1232	0%	1%
Enercoop	Offre particuliers	499	1499	21%	23%
Energem	Objectif élec Clients résidentiels	413	1221	0%	0%
Planète OUI	Electricité 100% renouvelable	413	1273	0%	4%
Sélia	Integreen	421	1246	2%	2%
ENGIE	DolceVert à prix fixe 1 ou 2 ans	429	1278	4%	5%
Lampiris	L'électricité 100 % verte	411	1213	-0,5%	-1%
Proxelia	Domelia Alpengenie	425	1262	3%	3%
EDF	TRV	413	1221	-	-

Source : comparateur d'offres énergie-info, analyse CRE

Les offres vertes sont généralement plus chères que les tarifs réglementés, pour les deux clients type considérés. Ceci s'explique notamment par le coût plus élevé de certaines sources d'électricité renouvelable ainsi que le coût d'acquisition et de gestion des garanties d'origine. L'écart maximal constaté pour le client type HPHC atteint 278 € ce qui représente 23 % de la facture annuelle au tarif réglementé.

Quelques offres vertes sont néanmoins financièrement plus intéressantes que le TRV. Il s'agit des offres de Direct Energie, de Lampiris et de l'offre « AlpEnergie DOM » d'Enalp. Ces offres sont toujours moins chères que le tarif réglementé, quel que soit le niveau de consommation du client. L'offre d'Energem est quant à elle parfaitement alignée sur le tarif réglementé.

L'offre AlpEnergie NOE DOM d'Enalp incite le client à réduire sa consommation d'électricité. Cette offre devient plus intéressante que le TRV si le client consomme moins de 2 000 kWh/an ce qui revient à réduire sa consommation de 17 % par rapport à la consommation annuelle type de 2 400 kWh.

Comparaison par rapport aux offres classiques

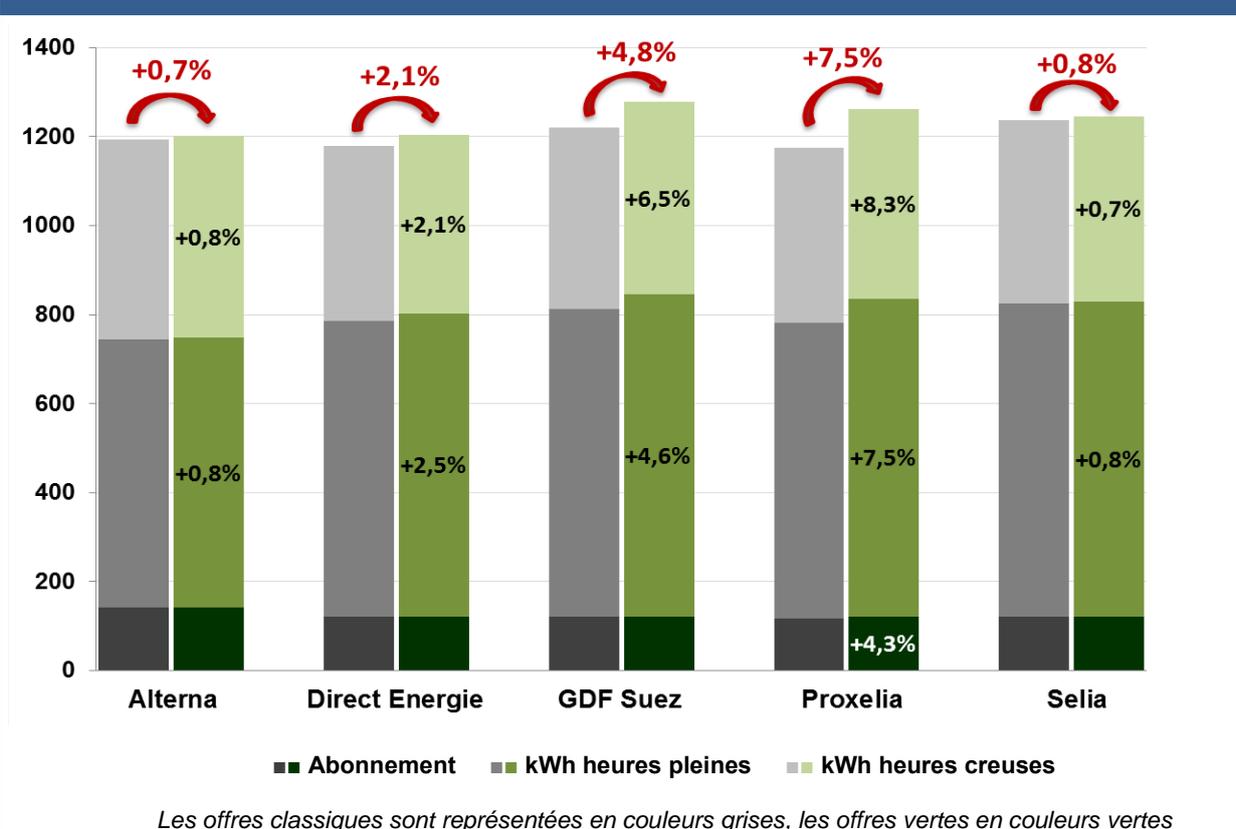
La section suivante étudie le coût additionnel des offres vertes. Ce coût additionnel peut être évalué en comparant, lorsque les fournisseurs proposent un panel d'offres de marché incluant une offre verte, le prix de leur offre verte avec celui de leur offre classique équivalente. L'offre classique équivalente correspond à l'offre ayant les mêmes caractéristiques que l'offre verte en termes de mécanisme d'évolution des prix, de durée de contrat et de périodicité de révision des prix, de modalité de souscription ou de services associés.

Le tableau ci-dessous recense les offres étudiées dans cette section.

Alterna	variable	Idea Vert
		Idea
Direct Energie	variable	100% Pur Jus
		Directe
ENGIE	fixe	DolceVert (1 ou 2 ans)
		DolcePrimo (1 ou 2 ans)
Proxelia	fixe	Domelia Alpernergie
		Domelia
Sélia	variable	Integreen
		Integrall

L'analyse montre que les offres vertes sont en moyenne 3 % plus chères que leurs homologues classiques pour les deux clients-types étudiés. Des coûts additionnels plus importants sont observés sur les offres vertes à prix fixe que sur les offres vertes à prix variable, comme le montre la Figure 97. En moyenne, les offres à prix fixe sont 6 % plus élevées que les offres classiques équivalentes, les offres à prix variable sont seulement 1 % plus chères. Cette différence peut s'expliquer par la certification TUV SUD additionnelle dont sont dotées les deux offres à prix fixe étudiées. La certification TUV SUD, qui vient s'ajouter aux garanties d'origine, garantit qu'a minima 3 € par MWh consommé par les clients ayant souscrit l'offre verte sont reversés à un fond dédié au développement des énergies renouvelables. Proxelia précise dans ces CGV (Conditions générales de vente) qu'elle s'engage à reverser 5,30 € par MWh consommé par le client dans un fond « AlpEnergie », destiné à financer la recherche, le développement et la construction de moyens de production d'énergie renouvelable, notamment l'éolien, le solaire et la petite hydraulique.

Figure 97 : Comparaison des différentes composantes des offres vertes par rapport aux offres classiques équivalentes, pour un client type HPHC, au 30 juin 2014



Source : comparateur d'offres énergie-info, analyse CRE

La part abonnement des offres vertes est généralement identique à celle des offres classiques. La différence se fait sur le prix du kilowattheure. Seul Proxelia, propose un abonnement 4 % plus élevé pour son offre verte.

Les coûts additionnels inhérents aux offres vertes sont liés au coût d'achat de l'électricité parfois plus élevé pour certaines sources renouvelables, à l'émission des garanties d'origine associées à l'électricité renouvelable produite (frais d'inscription, d'émission et d'annulation sur le registre de Powernext), à l'achat de garanties d'origine, aux certifications additionnelles éventuelles, ainsi qu'aux frais de gestion en interne des GO (services achat-trading). Ils sont généralement intégrés dans les coûts variables.

Pour les fournisseurs proposant des offres classiques et des offres vertes, l'analyse de l'écart de prix du kilowattheure permet une estimation du surcoût, pour un fournisseur, d'approvisionner un site en électricité renouvelable. Les surcoûts sont très différents d'un fournisseur à l'autre : de 0,9 €/MWh à 10 €/MWh selon les fournisseurs. En moyenne, sur notre échantillon, on observe un surcoût de 4,4 €/MWh.

Pour un fournisseur s'approvisionnant à partir de différentes sources d'électricité, renouvelable ou non, et achetant en parallèle des garanties d'origine, cet écart permet d'estimer le prix global des GO, frais de personnel et de registre inclus. Le prix des garanties d'origine varie fortement, en fonction de la source d'énergie renouvelable, de son pays d'origine, de sa localisation (production régionale, nationale ou internationale), de l'existence de certifications additionnelles et selon les périodes de l'année. Aujourd'hui les échanges se faisant principalement de gré à gré, il est difficile de connaître le prix des GO.

3.5.4. Les offres « vertes » en gaz naturel pourraient bientôt voir le jour, avec l'essor de la filière biométhane

Aujourd'hui, quelques offres « vertes » existent également en gaz naturel. En juin 2014, deux fournisseurs proposaient des offres vertes en gaz naturel, ENGIE et ENI. Ces offres vertes ne sont pas associées à des garanties d'origine comme en électricité, mais reposent sur le principe de la compensation carbone.

Il s'agit de compenser les volumes de CO₂ issus de la consommation de gaz naturel des clients ayant souscrit à une « offre compensée carbone », par l'achat de crédits carbone ou directement le financement de projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, avec le développement de la production de biométhane injecté directement dans les réseaux de gaz naturel⁴⁸, des offres vertes « biométhane » certifiées par des garanties d'origine pourraient se développer dans les prochaines années.

Le biométhane est un gaz obtenu après épuration du biogaz, gaz issu de la dégradation de matières organiques animales ou végétales. Le biogaz est produit spontanément dans des installations telles que les décharges ou les stations d'épuration des eaux usées ou produit dans des installations de méthanisation à partir de déchets agricoles, ménagers ou industriels.

Le biogaz peut ensuite être valorisé de deux façons :

- sous forme de chaleur, d'électricité ou de cogénération (chaleur et électricité combinées), une fois le gaz brûlé ;
- sous forme épuré, le biométhane, pour être injecté dans les réseaux de gaz naturel ou utilisé en tant que carburant (bio GNV).

Le mécanisme de garanties d'origine en gaz naturel, un système vertueux et incitatif

Le système de l'obligation d'achat en gaz naturel est différent de l'électricité. Contrairement à l'électricité, un producteur de biométhane peut conclure un contrat de vente de biométhane avec le fournisseur de gaz naturel de son choix. Les garanties d'origine associées à la production du biométhane sont attribuées au fournisseur ayant conclu le contrat d'achat.

De la même façon, une garantie d'origine peut être émise pour chaque mégawattheure de biométhane produit. Le registre des garanties d'origine gaz est tenu par le gestionnaire de réseau GRDF pour une durée de 5 ans⁴⁹. Les garanties d'origine peuvent être échangées via le registre.

Le fournisseur peut conserver 25 % de la valorisation financière de la garantie d'origine lorsque le biométhane est injecté dans les réseaux de gaz naturel⁵⁰. L'autre part vient en réduction des charges de service public portant sur l'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel liés à l'achat du biogaz font, en effet, l'objet d'une compensation financée par une contribution payée par l'ensemble des fournisseurs au prorata des kilowattheures facturés à leurs consommateurs finals : la contribution biométhane. Le biométhane peut également être utilisé en tant que carburant pour véhicule. Le cas échéant, le fournisseur conserve la totalité de la valorisation de la garantie d'origine.

Le biométhane est une filière émergente en France : seules trois installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2013 et six au cours de l'année 2014.

L'activité sur le marché des GO a été relativement faible en 2013, première année de mise en œuvre concrète du dispositif. En 2013, 14 178 MWh de biométhane ont été produits en France et 13 985 GO ont été émises. Néanmoins, seulement 4 130 GO ont été valorisées et uniquement sous le forme de

⁴⁸ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

⁴⁹ Arrêté du 5 décembre 2012 désignant l'organisme en charge de créer et gérer un registre national des garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

⁵⁰ Décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

carburant. Aucune GO n'a été valorisée sous forme de biométhane injecté sur le réseau de gaz naturel⁵¹. En 2014, 32 960 MWh de biométhane ont été produits en France et 18 325 GO ont été émises, dont une partie sous forme de biométhane injecté sur le réseau de gaz naturel. Le montant des valorisations financières des GO venant en déduction des charges de service public de biométhane s'élève à 51 k€ en 2014.

Le nombre d'installations devrait continuer d'augmenter dans les prochaines années, ce qui pourrait permettre le développement d'offres vertes gaz pour les consommateurs. En 2016 par exemple, six fournisseurs ont prévu d'acheter du biométhane auprès de 39 installations représentant une production estimée d'environ 300 GWh. Les acheteurs prévoient ainsi d'obtenir 115 000 GO en 2016 et estiment que leur valorisation financière conduira à une déduction des charges de service public de biométhane de l'ordre de 93 k€. D'autre part, environ 120 projets d'injection de biométhane sont actuellement en file d'attente. Si l'ensemble de ces projets est mené à terme, les injections de biométhane supplémentaires dans les réseaux de gaz naturel seraient de l'ordre de 3 TWh.

3.5.5. *Minoritaires en France, les offres vertes se développent significativement dans certains pays européens*

L'article 15 de la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables établit les règles du dispositif des garanties d'origine devant être appliquées dans l'ensemble des pays européens. La mise en œuvre du dispositif reste toutefois inégale suivant les pays.

Selon les rapports du projet RE-DISS⁵², l'ensemble des pays⁵³ européens ont déjà mis en place un système de garanties d'origine et désigné un organisme en charge de la gestion des GO - généralement le régulateur ou un gestionnaire de réseau - ou sont sur le point de la faire. Néanmoins, seuls 12 pays sur les 28 étudiés appliquent parfaitement l'ensemble des mesures de cette directive (Autriche, Belgique, Croatie, Chypre, Danemark, Finlande, Allemagne, Grèce, Islande, Lettonie, Portugal et Pays-Bas). Certains pays européens utilisent encore d'autres moyens de certification de l'origine renouvelable de l'électricité.

Des initiatives ont permis l'harmonisation des dispositifs de garanties d'origine dans les différents états européens. C'est le cas notamment de l'AIB⁵⁴, qui a développé une norme pour les GO : l'« European Energy Certificate System (EECS) », afin de faciliter les échanges de GO entre les états membres.

Certains pays dont l'Autriche, la Suède et la Suisse, ont élargi le système des garanties d'origine à l'ensemble des sources d'énergies, aussi bien fossiles que renouvelables, afin d'augmenter la transparence sur l'origine de l'électricité de l'ensemble des consommateurs.

Alors que les consommateurs ayant opté pour une offre verte restent peu nombreux en France, ils représentent une part importante de la population dans certains pays européens. C'est le cas par exemple au Luxembourg, où la totalité des clients domestiques ont choisi une offre verte et aux Pays-Bas, où les offres vertes représentent 63 % des contrats. En 2012 13,4 % des offres souscrites en Belgique étaient des offres vertes⁵⁵. Ces différences peuvent s'expliquer par de nombreux facteurs, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables plus ou moins favorables au développement d'offres vertes selon les pays, l'engagement des consommateurs dans les énergies vertes, le prix des offres vertes, la propension à payer des consommateurs *etc.*

⁵¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution unitaire pour 2015.

⁵² Reliable Disclosure System for Europe : programme européen financé notamment par le fond Intelligent Energy Europe (IEE) de la Commission Européenne, visant à améliorer l'information du consommateur sur l'origine de l'électricité qu'il consomme (<http://www.reliable-disclosure.org/>)

⁵³ Dans cette étude, RE-DISS s'intéresse aux 28 pays de l'UE ainsi qu'à la Norvège, la Suisse et l'Islande. La Roumanie, Malte et la Slovaquie n'entrent pas dans cette étude, faute de données.

⁵⁴ Association of Issuing Bodies : association regroupant les organismes en charge de la gestion du registre des GO de 20 états européens.

⁵⁵ [CEER Advice on customer information on sources of electricity](#), Réf : C14-CEM-70-08, 4 mars 2015.

Par ailleurs, les sources d'énergies renouvelables sont plus variées dans certains pays européens qu'en France. Des fournisseurs, tel le Belge Eneco, proposent par exemple des offres avec de l'énergie 100 % d'origine éolienne.

3.6. Les nouvelles pratiques d'achat en gaz naturel

La partie suivante présente des pratiques d'achat innovantes pour les consommateurs professionnels qui permettent à un plus grands nombre de clients d'accéder aux marchés de gros du gaz naturel. Elle revient ensuite sur les pratiques d'achats groupés qui se développent sur le segment des clients résidentiels.

3.6.1. *La gestion déléguée d'achat de gaz naturel permet à des consommateurs de taille plus modeste d'accéder aux marchés de gros du gaz naturel*

Le rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel 2012-2013 présentait les nouvelles pratiques d'achat directement sur le marché de gros des consommateurs présentant des niveaux de consommation très importants.

Historiquement, un client contractualise avec un fournisseur qui gère à la fois la partie achat de gaz en amont et la partie acheminement sur les réseaux de transport et de distribution. Du fait de l'ouverture à la concurrence des marchés et de la mise en place de points d'échanges de gaz (« PEG », appellation donnée aux marchés de gros du gaz en France), de plus en plus de clients se fournissent directement au PEG en échangeant du gaz sur les marchés de gros avec différents acteurs et en optimisant eux même leur approvisionnement, tout en supportant les risques associés. D'autre part, s'il ne la délègue pas à un tiers, ils peuvent prendre en charge l'acheminement du gaz en devenant expéditeur d'équilibre, et doivent alors gérer en plus les risques d'équilibrage. Cette pratique reste néanmoins réservée à des sites ayant des niveaux de consommation élevés (très gros consommateurs ou groupements d'achat).

Il existe aujourd'hui de nouveaux schémas d'approvisionnement permettant à des consommateurs de taille plus modeste, tels que des PME et PMI, d'accéder aux marchés de gros du gaz naturel. Cela permet à des consommateurs n'atteignant pas le seuil de consommation critique ou ne possédant pas les mêmes ressources humaines ou techniques que les gros acteurs industriels de s'approvisionner directement sur le PEG. Au lieu d'un fournisseur unique de gaz auparavant, ces consommateurs ont ainsi accès à de nombreux fournisseurs et peuvent réaliser des gains financiers par rapport au schéma traditionnel.

De nouveaux acteurs émergent sous la forme de sociétés de conseil afin de permettre la réalisation des optimisations rendues possibles grâce à ces modes d'approvisionnement innovants. Ils se proposent de gérer l'approvisionnement de leurs clients dans le cadre d'une prestation de service. La démarche nécessite dans un premier temps d'agrèger les consommations d'un certain nombre de consommateurs et d'assurer la prévision de la consommation totale. Cette première étape est indispensable dans la mesure où elle permet aux consommations agrégées d'atteindre le volume nécessaire pour pouvoir prétendre à un accès direct au PEG.

Le gaz est ensuite acheté à un ou plusieurs fournisseurs pour être pris en charge au PEG. L'acheminement du gaz et sa livraison sur les sites sont ensuite délégués à un expéditeur d'équilibre, lequel est alors responsable de l'équilibrage. C'est ce tiers qui doit fournir ou écouler le gaz correspondant à la différence entre les achats de gaz au PEG et les consommations réelles.

À la différence des groupements d'achat qui lancent des appels d'offres pour contractualiser avec un fournisseur sur le marché de détail, cette démarche consiste à agréger les volumes de consommation de consommateurs finals n'ayant pas forcément de liens entre eux afin de leur permettre d'accéder directement au marché de gros. Contrairement aux fournisseurs sur le marché de détail, les sociétés de services qui se proposent de mettre en œuvre cette démarche ne vendent pas de gaz mais créent

les conditions permettant ce mode d'approvisionnement, dans l'objectif que ce dernier soit à moindre coût.

Les clients souhaitant s'impliquer davantage dans la gestion de leur approvisionnement peuvent bénéficier de l'accès à une plateforme web leur permettant de gérer et d'optimiser leur approvisionnement au PEG eux-mêmes. Dans cette configuration, le rôle de l'intermédiaire se résume à celui de conseil et d'assistance.

Des prestations similaires peuvent également être intéressantes pour un groupement d'entreprises ou un consommateur multi-sites. En fonction de la taille du groupement, les économies générées peuvent éventuellement permettre de financer le recrutement d'un acheteur d'énergie qui pourra prendre en charge le suivi de la prestation.

3.6.2. Les achats groupés de gaz naturel permettent aux particuliers d'obtenir des économies importantes sur leurs factures

En 2013, l'association de consommateurs UFC-Que Choisir avait lancé son premier appel d'offres auprès de l'ensemble des fournisseurs nationaux de gaz naturel dans l'objectif de proposer une offre compétitive à tous les consommateurs intéressés. Cette campagne, remportée par le fournisseur Lampiris, a permis de faire bénéficier à 71 000 clients d'une économie de 15,5 % par rapport au prix proportionnel du tarif réglementé de vente de novembre 2013. Au-delà du prix du kWh, les clients ont également pu profiter de conditions contractuelles plus protectrices que celles habituellement proposées dans les contrats de fourniture d'énergie. Comme l'indique l'UFC-Que Choisir, « *le contrat devra respecter non seulement les exigences de la loi, mais également les recommandations du Médiateur national de l'énergie et de la Commission des clauses abusives. Au-delà de ces exigences, l'association a rédigé des conditions contractuelles visant à protéger le consommateur des principaux litiges constatés dans le domaine de l'énergie, notamment en termes de facturation* ».

L'UFC-Que Choisir a lancé en 2015 une deuxième campagne « Gaz moins cher ensemble ». Les consommateurs intéressés avaient jusqu'au 19 janvier 2015 pour s'inscrire. L'offre finale, proposée par Lampiris qui a remporté une nouvelle fois l'appel d'offres, présentait une réduction de 13 % par rapport au prix proportionnel du tarif réglementé de janvier 2015 toutes taxes comprises pour les consommations annuelles supérieures à 6 000 kWh. À partir du 26 janvier, chaque inscrit a reçu une offre personnalisée sur la base de l'offre finale et de son profil de consommation. Les inscrits avaient ensuite jusqu'au 20 mars 2015 pour souscrire cette offre. Selon l'association, 60 000 consommateurs (sur les 172 182 inscrits) ont accepté l'offre personnalisée et pourront ainsi économiser en moyenne 145 euros sur leur facture annuelle de gaz, par rapport au tarif réglementé de vente.

SECTION 3 – Concurrence et fonctionnement du marché de détail

La présente section examine les conditions de fonctionnement des marchés de détail. Elle expose le cadre de surveillance dans lequel s'inscrit l'action de la CRE, en ce qui concerne en particulier les pratiques de prix et les politiques commerciales. Elle présente les travaux de la CRE dans ces deux domaines et dresse un état des lieux des évolutions récentes de l'environnement concurrentiel sur les marchés de détail, en particulier dans le cadre particulier de la fin des tarifs réglementés de vente (TRV).

La première partie est consacrée à la fin des tarifs réglementés de vente. Y sont présentés les démarches menées par la CRE, un état des lieux de la situation des sites concernés et les recommandations de la CRE pour le traitement de certaines situations particulières. Sont ensuite décrits le cadre général dans lequel s'inscrit l'action de surveillance des marchés de détail de la CRE ainsi que la méthodologie qu'elle applique. La troisième partie de la section s'intéresse aux pratiques de prix des fournisseurs. La quatrième partie présente certaines pratiques commerciales des fournisseurs ainsi que les travaux de surveillance mis en œuvre par la CRE dans ce domaine. Enfin, la cinquième partie de la section rend compte de deux évolutions ayant eu lieu sur les marchés de détail en 2014, auxquelles la CRE a contribué : l'ouverture des fichiers des clients aux TRV par les acteurs historiques et la mise à disposition des mécanismes d'effacement à de nouveaux acteurs. Elle présente également un état des lieux de la concurrence sur le territoire des Entreprises Locales de Distribution.

1. La fin des tarifs réglementés de vente

Afin de mettre fin aux procédures d'infraction engagées par la Commission européenne relatives aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel et au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), le gouvernement français s'est engagé à supprimer le bénéfice des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs non résidentiels d'électricité et de gaz naturel.

Ainsi, l'article L.337-9 du code de l'énergie, introduit par l'article 14 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), dispose que les consommateurs d'électricité situés en métropole continentale dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2016.

De la même façon, les dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie issues de la loi du 17 mars 2014 prévoient la suppression progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel selon un calendrier en trois étapes :

- trois mois après la publication de la loi, soit le 19 juin 2014, pour les consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- le 31 décembre 2014 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 200 000 kilowattheures de gaz par an ;
- le 31 décembre 2015 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 000 kilowattheures de gaz par an et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 000 kilowattheures par an.

L'article 25 de la loi du 17 mars 2014 prévoit que les fournisseurs historiques de gaz naturel et d'électricité informent leurs clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente qui ne seront plus éligibles à ces tarifs de la résiliation de leurs contrats en précisant leurs dates d'échéance. Cette

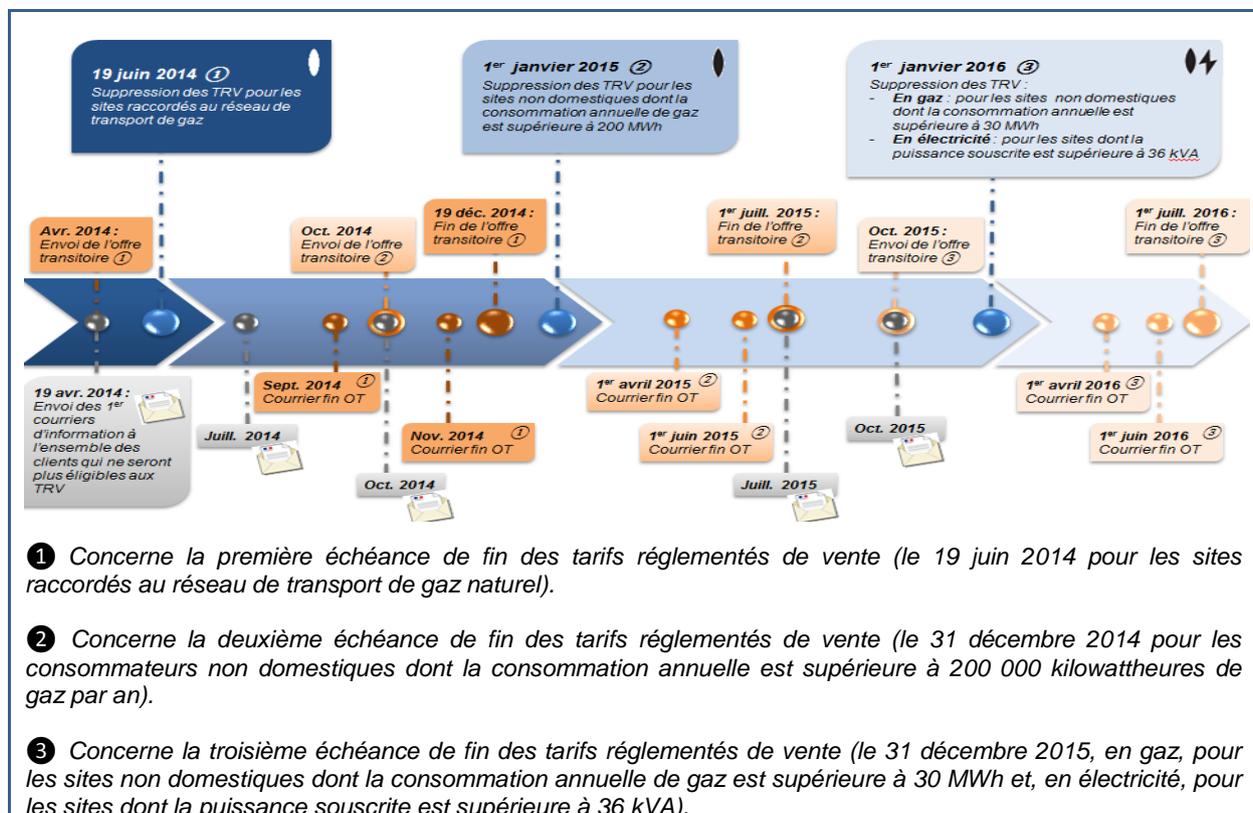
information est faite par les fournisseurs historiques au travers d'un courrier à en-tête des ministères de l'énergie et de l'économie, envoyé à trois reprises :

- au plus tard le 19 avril 2014 pour l'ensemble des consommateurs concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés ;
- 6 mois avant la date de suppression des tarifs réglementés pour les consommateurs concernés (soit les 1^{er} juillet 2014 et 2015) ;
- 3 mois avant la date de suppression des tarifs réglementés pour les consommateurs concernés (soit les 1^{er} octobre 2014 et 2015).

Le contenu de ces courriers relatif à l'information des consommateurs a été soumis aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie qui ont pu, en application des dispositions II de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014, apporter les modifications qu'ils jugeaient nécessaires.

Les consommateurs concernés doivent souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant la date d'échéance de leurs contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz. Néanmoins, afin d'éviter les coupures d'électricité et de gaz en période hivernale, le paragraphe III de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 dispose que les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date de suppression des TRV basculeront automatiquement sur une offre par défaut, proposée par leur fournisseur trois mois avant cette date. Cette offre par défaut, dite « offre transitoire » (OT), est résiliée automatiquement au bout de six mois.

Le paragraphe III de l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 prévoit que les fournisseurs historiques doivent rappeler aux consommateurs, par courrier, l'échéance de leurs contrats transitoires trois mois puis un mois avant leur terme. Pendant cette période, le client peut changer d'offre et de fournisseur sans frais et sans préavis de résiliation. A l'issue de ces six mois, si le client n'a toujours pas souscrit une offre de marché, la fourniture de gaz et d'électricité n'est plus assurée.



Source : CRE

1.1. Les travaux de la CRE

Au cours des années 2014 et 2015, la CRE a engagé de nombreux travaux afin d'accompagner la fin des tarifs réglementés de vente et de veiller au bon déroulement de cette étape importante pour l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

1.1.1. *La CRE suit attentivement l'ouverture à la concurrence des marchés de détail et la communication des fournisseurs historiques dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de vente*

Dans le cadre de la surveillance des marchés de détail, la CRE a auditionné les 3 et 4 avril 2014 les représentants des sociétés EDF et ENGIE sur les modalités de mise en œuvre des mesures d'information des clients prévues par l'article 25 de la loi du 17 mars 2014, évoquées précédemment.

À la suite de ces auditions, le 10 avril 2014, la CRE a adopté une délibération⁵⁶ dans laquelle elle formule des recommandations sur les modalités d'envoi de ces courriers d'information, notamment afin d'éviter les risques de confusion entre la mission d'information des opérateurs prévue par la loi du 17 mars 2014, qui relève de leur activité de service public, et les démarches commerciales relatives à leurs activités concurrentielles. Dans sa délibération, la CRE recommande « *aux opérateurs de veiller à ce qu'aucune facture, lettre ou autre document à en-tête de l'opérateur n'accompagne les prochains envois effectués en application de ces dispositions* ».

La CRE a également mis en place, au cours de l'année 2014, un suivi régulier de l'évolution du nombre de sites concernés par les différentes échéances de suppression des TRV de gaz naturel ainsi que du nombre de sites ayant basculé en offre transitoire. La CRE reçoit mensuellement ces informations de la part des principaux fournisseurs historiques de gaz naturel (ENGIE, ES Energies, Gaz et Electricité de Grenoble et Gaz de Bordeaux). La CRE a mis en place un suivi similaire en électricité au cours de l'année 2015 afin notamment d'observer et contrôler le basculement des sites en offre de marché ou en offre transitoire.

Par ailleurs, la CRE a porté une attention particulière à la construction des offres transitoires de gaz naturel et d'électricité. La construction de ces offres relatives aux différentes échéances est présentée en détail dans les parties suivantes.

1.1.2. *La CRE communique auprès des clients finals*

La CRE a également mené de nombreuses actions afin de s'assurer de la bonne information des consommateurs sur la fin des tarifs réglementés de vente. La CRE a mis en place un groupe de travail dédié. Dans ce cadre, la CRE a élaboré des guides et des fiches pratiques destinés à informer les consommateurs concernés. Ces guides sont disponibles sur le site internet de la CRE et les fiches pratiques sur le site www.energie-info.fr/Pro. La CRE a également réalisé une vidéo pédagogique sur la fin des TRV, mise en ligne le 13 octobre 2014⁵⁷ ainsi qu'un site internet dédié à la fin des tarifs réglementés de vente (<http://www.tarifsreglementes-cre.fr/>).

Au cours de l'année 2014, la CRE est intervenue dans de nombreux colloques et salons sur l'ensemble du territoire afin de sensibiliser les acteurs sur la fin des TRV, les éclairer et les guider sur les différentes démarches à réaliser. La CRE a ainsi participé à 38 réunions rassemblant 1 850 entreprises et acheteurs publics sur l'ensemble du territoire. Cette action de communication a été poursuivie durant le premier semestre 2015 avec une participation à 23 réunions ayant rassemblé près de 700 entreprises.

La CRE a également renforcé son action d'information auprès des interlocuteurs habituels des entreprises. De nombreux contacts ont ainsi été pris avec les fédérations professionnelles de

⁵⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 avril 2014 portant communication sur l'information des consommateurs sur la suppression progressive des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les clients non résidentiels.

⁵⁷ <http://www.cre.fr/infos-consommateurs/s-informer-sur-la-fin-des-tarifs-reglementes-pour-les-conso.-pro>

l'artisanat et des PME, afin de les sensibiliser à la fin des tarifs réglementés de vente et de mettre à leur disposition des outils simples de communication à destination de leurs adhérents.

La CRE a écrit le 20 mai 2015 aux près de 10 300 consommateurs encore en offre transitoire à cette date, afin de les inciter à souscrire un contrat en offre de marché avant l'échéance du 30 juin 2015.

Par ailleurs, la CRE a appelé, en septembre 2015, 243 syndicats d'immeubles bénéficiant du dispositif de continuité de fourniture assuré par GRDF après la fin de l'offre transitoire et n'ayant toujours pas souscrit d'offre de marché, afin de les informer de la nécessité de souscrire une telle offre, sous peine de s'exposer à un risque de coupure de leur alimentation en gaz naturel.

Enfin, la CRE a envoyé, courant septembre 2015, un courrier aux collectivités publiques se trouvant dans une situation identique, afin de les informer du risque de coupure qu'elles encouraient en l'absence de souscription d'un contrat ou de communication à GRDF avant le 30 septembre 2015 de leur engagement dans des démarches d'adhésion à un groupement d'achat. Dans ce courrier, la CRE a également informé les collectivités publiques de leur possibilité d'adhérer à un groupement d'achats mis en place dans leur zone géographique, en indiquant les coordonnées d'organismes mettant en œuvre ces appels d'offres.

Au mois de septembre 2015, le collège de la CRE a organisé une table ronde rassemblant les représentants des consommateurs domestiques et non domestiques⁵⁸. L'encadré ci-dessous fait état des points de vue des consommateurs concernant la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel et d'électricité.

Consultation des consommateurs : « Le retour d'expérience des consommateurs non domestiques sur les différentes étapes de suppression des tarifs réglementés de vente »

- **Sur le marché du gaz naturel**

Concernant le gaz naturel, les représentants des associations de consommateurs semblent globalement satisfaits du déroulement de la précédente période de suppression des tarifs réglementés de vente (1^{er} janvier 2015 pour les clients disposant d'une consommation supérieure à 200 MWh /an) et se montrent optimistes quant au bon déroulement de la prochaine échéance. La suppression d'une partie des TRV au 1^{er} janvier 2015 a permis de sensibiliser les consommateurs à l'intérêt de souscrire une offre de marché, souvent nettement inférieure aux TRV, et l'importance d'engager rapidement les démarches nécessaires, en particulier pour les acheteurs publics et les copropriétés.

Les appels d'offres lancés par les copropriétés ont permis d'obtenir, en moyenne, des offres 15 à 20 % inférieures aux TRV. Des économies similaires ont été observées sur les appels d'offres des acheteurs publics.

L'ARC a fait part à la CRE de problèmes rencontrés par les copropriétés ayant signé des contrats de type P1 avec des chauffagistes (contrat de fourniture d'énergie). Certains, singulièrement Cofely, ont refusé de renégocier des contrats P1 afin de prendre en compte la baisse des prix du gaz liée à la souscription d'une offre de marché.

- **Sur le marché de l'électricité**

Les associations de consommateurs sont plus réservées quant au bon déroulement de cette étape importante en électricité. Les offres de marché proposées aux consommateurs lors des appels d'offres privés ou publics conduisent à des économies par rapport aux TRV, mêmes si elles sont

⁵⁸ Dans ce cadre, la CRE a pu recueillir les témoignages de l'UGAP (Union des Groupements d'Achat Public), du CLEEE (Comité de Liaison des Entreprises ayant Exercé leur Éligibilité sur le marché libre de l'Électricité), de l'ARC (Association des Responsables de Copropriété) de la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) ainsi que de l'association familles rurales. La CRE a par ailleurs reçu une contribution écrite de la part de l'Association Familiales Laïques de Paris.

généralement moins importantes qu'en gaz naturel. Selon les informations rapportées par les associations auditionnées, ces économies s'élèveraient, en moyenne, à 10 % pour les appels d'offres lancés par les autorités concédantes adhérentes à la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), entre 5 et 7 % sur les appels d'offres privés lancés par le CLEEE (Comité de Liaison des Entreprises ayant exercé leur Éligibilité sur le marché libre de l'Électricité) et entre 5 % et 10 %, en moyenne, pour les copropriétés adhérentes de l'ARC (Association des Responsables de Copropriétés).

La fin des TRV pour les clients aux tarifs jaunes et verts a sensibilisé les acteurs aux gains potentiels qu'ils pouvaient réaliser en passant en offre de marché, en particulier les acheteurs publics dont certains commencent désormais à inclure des clients « bleus éclairage public » dans leurs appels d'offres.

Néanmoins, les associations de consommateurs soulignent le nombre restreint de fournisseurs qui répondent aux appels d'offres. Seuls trois fournisseurs semblent être en mesure de répondre aux appels d'offres lancés sur le haut de portefeuille (clients aux tarifs verts) comme sur le milieu de portefeuille (clients aux tarifs jaunes). Sur ce segment, il arrive régulièrement que des clients n'obtiennent qu'une seule réponse, non négociable. Concernant les copropriétés, seuls deux fournisseurs proposent des offres en électricité. Le nombre de copropriétés concernées par la suppression des tarifs réglementés serait néanmoins beaucoup plus faible qu'en gaz naturel.

Les associations de consommateurs s'inquiètent de la capacité des fournisseurs à répondre aux sollicitations de tous les clients avant le 1^{er} janvier 2016. En particulier, certains consommateurs rencontrent des difficultés pour recevoir une offre de la part des fournisseurs alternatifs. C'est le cas notamment des clients disposant de sites sur le territoire de plusieurs ELD, des sites bénéficiant d'énergie réservée, ou, plus généralement, des petits consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA et qui n'ont pas adhéré à un groupement d'achats.

D'autre part, les clients disposant d'un tarif à effacement trouvent difficilement des offres adaptées et attractives. Seuls deux fournisseurs proposent des offres à effacement, généralement moins attractives que les tarifs EJP (Effacement Jour de Pointe). Ceci pourrait réduire le gisement potentiel d'effacement en France.

Les associations de consommateurs s'inquiètent également de la capacité d'ERDF à gérer les basculements massifs de sites prévus au 1^{er} novembre 2015, période de changement des grands sites industriels, et au 1^{er} janvier 2016, date de fin d'éligibilité des clients bénéficiant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Les associations de consommateurs ont évoqué un nombre limité de difficultés lors des premiers basculements de clients en offre de marché aux mois de novembre 2014 et de janvier 2015 ou lors du basculement des sites à la suite d'un appel d'offres important (problèmes de flux de données, de délais de facturation, rejet de la bascule d'une partie des sites, perte des codes de télérelève...). Si ces problèmes étaient limités quant à leur importance et leur durée, les associations de consommateurs ont fait part de leur inquiétude sur la situation qui pourrait se présenter au vu du nombre important de clients concernés par les échéances à venir.

1.1.3. Les groupes de concertation permettent de préparer la fin des tarifs réglementés de vente

Afin qu'aucun obstacle technique ne vienne freiner le processus de sortie des tarifs réglementés de vente, notamment les contraintes des systèmes d'information des gestionnaires de réseau de distribution, la CRE a intégré cette problématique dans les groupes de concertation (groupes de travail « *procédures et relations fournisseur – GRD* » et « *système d'information* ») placés sous son égide.

Les conclusions de ces travaux en concertation ont donné lieu à une délibération de la CRE⁵⁹ au mois de novembre 2014.

Les travaux ont porté sur les aménagements de la procédure de changement de fournisseur en gaz naturel et sur la rédaction d'une nouvelle procédure de changement de fournisseur en électricité.

En gaz naturel, le système d'information de GRDF (OMEGA) limitait à 5 000 le nombre de demandes de changement de fournisseur par jour pouvant être réservées pour le segment des clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente. Pour les jours de week-end et les jours fériés, l'intégralité des disponibilités pouvait être utilisée pour les changements de fournisseur.

Le dimensionnement du système d'information OMEGA était suffisant pour traiter les 170 000 demandes de changement de fournisseur potentielles du fait de la sortie des tarifs réglementés de vente. Cependant, la pratique usuelle de faire débiter les contrats de fourniture le premier jour du mois était de nature à entraîner des difficultés opérationnelles et des risques de paralysie des demandes de changement de fournisseur.

Afin de remédier à cette difficulté, la répartition des 5 000 disponibilités du système d'information OMEGA a fait l'objet d'un mode opératoire partagé et adopté en groupe de concertation. Ce mode opératoire ne s'applique qu'aux points de comptage et d'estimation (PCE) dont la fréquence de relève est mensuelle ou journalière (MM, JM, JJ), ceux en relève semestrielle n'étant pas concernés par les limitations du système d'information.

Ce mode opératoire a permis de traiter l'ensemble des changements de fournisseur à la date demandée même si le nombre de changement de fournisseur dépassait les disponibilités du système d'information. Les demandes de changement de fournisseur au 1^{er} du mois au-delà de la disponibilité du système d'information ont été reportées aux jours suivant la date demandée puis ont fait l'objet d'un traitement manuel permettant une application rétroactive des changements de fournisseur, y compris sur le bilan allocations / Compte d'écart distribution (CED).

En électricité, une procédure de changement de fournisseur pour le segment C2-C4 a été rédigée et validée. Cette procédure vise à fluidifier le traitement des changements de fournisseur, mieux gérer leur volumétrie dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de vente et faciliter les demandes qui seront réalisées par les fournisseurs. En particulier la procédure dispose que :

- à compter du 2^{ème} trimestre 2015, pour une date de changement de fournisseur demandée le jour J, le changement de fournisseur pourra être réalisé entre les jours J+1 et J+21, au fil de l'eau. La date d'effet ne sera donc plus automatiquement le 1^{er} du mois ;
- la possibilité qu'avait le fournisseur sortant de s'opposer au changement de fournisseur a été supprimée ;
- la formule tarifaire d'acheminement pourra être modifiée pendant 6 mois après le changement de fournisseur, au lieu d'un mois précédemment ;
- les demandes de changement de fournisseur pourront être déposées 160 jours avant la date d'effet.

Enfin, la procédure précise le traitement des situations spécifiques (atypismes et cas particuliers).

⁵⁹ Délibération du 27 novembre 2014 portant communication sur la fin des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les consommateurs non domestiques de gaz naturel dont la consommation annuelle de gaz naturel est supérieure à 30 000 kWh

Afin de fluidifier au maximum l'extinction des tarifs réglementés de vente, ERDF a demandé aux fournisseurs de favoriser les changements de fournisseur tout en conservant la même structure de comptage, sans modification de la formule tarifaire d'acheminement et de la puissance souscrite. Néanmoins, un changement de fournisseur pourra être synchronisé avec une demande de modification de puissance souscrite ou de formule tarifaire. Dans ce cas, et si ni études, ni travaux sur le réseau ne sont nécessaires, le changement de fournisseur sera réalisé à la date d'intervention.

Les évolutions de la procédure de changement de fournisseur en électricité nécessitent des évolutions des systèmes d'information aux différentes étapes de la procédure. Ces adaptations ont été mises en œuvre au premier trimestre 2015, de même que l'ouverture du canal Webservices.

En parallèle de ces évolutions de procédure, les nouveaux compteurs déployés sur le parc du segment de clients C2-C4 (compteur PME/PMI et compteur SAPHIR) permettent la mise en œuvre de trois nouvelles fonctionnalités : calendrier tarifaire fournisseur, période mobile – disponibles depuis mars 2015 – et publication de la courbe de charge – disponible en septembre 2015.

1.1.4. L'évolution des systèmes d'information d'ERDF est essentielle pour le bon déroulement de la sortie des tarifs réglementés de vente

Les systèmes d'information des GRD sont la clé de voute des procédures de fonctionnement des marchés. Leurs mises à niveau sont donc cruciales pour permettre une sortie des tarifs réglementés de vente dans de bonnes conditions.

En électricité, près de 440 000 sites sont appelés à sortir des tarifs réglementés de vente, soit 95 % des sites en Basse Tension (BT) avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et 85 % des sites en haute tension⁶⁰.

La CRE a donc demandé à ERDF de mener, avant la fin de l'année 2014, une étude de robustesse de son système d'information, permettant d'évaluer la capacité de traiter l'ensemble de ces sites dans des délais restreints. A l'issue de cette étude, et en cas de limitation des systèmes d'information, ERDF devait présenter les modalités opérationnelles permettant de traiter les demandes de changement de fournisseur.

Le collège de la CRE a auditionné le Président du directoire d'ERDF le 10 février 2015. Cette audition a permis de présenter les engagements d'ERDF quant aux évolutions des systèmes d'information, aux tests de robustesse, ainsi qu'aux dates de leur mise en œuvre. En particulier, à l'occasion de cette audition, le Président du directoire d'ERDF s'est engagé à ce qu'aucune limitation liée aux systèmes d'information ne vienne perturber la sortie des clients concernés par la disparition des tarifs réglementés de vente. La CRE a rendu publics ces engagements dans une délibération portant communication⁶¹.

1.1.5. La CRE précise les modalités de traitement des atypismes et cas particuliers en électricité

Dans sa délibération du 27 novembre 2014 portant communication sur la fin des tarifs réglementés de vente, la CRE a apporté des précisions concernant les atypismes et cas particuliers en électricité, l'application de l'indemnité prévue à l'article L.331-3 du code de l'énergie et la situation des clients orphelins.

En raison de négociations commerciales avec EDF avant l'ouverture des marchés, d'évolution du périmètre et du niveau de leur activité, certains consommateurs bénéficient de tarifs non conformes aux caractéristiques de leurs sites. Parmi ceux-ci se trouvent des sites raccordés en basse tension avec des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, pour lesquels les consommateurs

⁶⁰ Chiffres de l'observatoire des marchés de détail du 1^{er} trimestre 2015

⁶¹ Délibération du 8 avril 2015 portant communication sur les systèmes d'information d'ERDF en vue de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité.

bénéficient de tarifs jaunes ou de tarifs verts. La CRE a ainsi indiqué que ceux bénéficiant des tarifs jaunes devront se mettre en conformité avec le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente, ce qui implique, dans sa rédaction actuelle, de choisir entre conserver leur puissance souscrite, ce qui nécessite un changement de compteur, ou continuer de bénéficier d'une offre équivalent au tarif « jaune », ce qui nécessite d'augmenter les puissances souscrites à, au minimum, 42 kVA.

Concernant ceux au tarif « vert », la délibération du 27 novembre 2014 prévoit qu'ils pourront continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2017 puisque la CRE devra continuer à proposer un tarif réglementé de vente « vert » pour les consommateurs raccordés en HTA avec des puissances souscrites inférieures à 33 kW.

La CRE a également indiqué que les consommateurs en situation de décomptant avec des puissances souscrites inférieures à 36 kVA pourront continuer de bénéficier d'un contrat unique même en offre de marché.

En application de l'article L. 331-3 du code de l'énergie, les fournisseurs historiques sont en droit de demander une indemnité correspondant au montant des primes fixes dues pour l'électricité effectivement consommée dans le cas où un consommateur aurait modifié ses puissances souscrites moins d'un an avant la résiliation.

La CRE a considéré que ce rattrapage de prime fixe était nécessaire du fait que les fournisseurs historiques ne couvrent pas leurs coûts compte tenu de la sortie des tarifs réglementés de vente moins de 12 mois après une diminution des puissances souscrites. Elle a néanmoins indiqué que l'indemnité facturée par les fournisseurs historiques ne devrait pas couvrir la part fixe du TURPE incluse dans la prime fixe du barème des tarifs réglementés de vente.

Enfin la CRE a attiré l'attention des pouvoirs publics sur la situation des clients qui pourraient ne pas parvenir à souscrire d'offre de fourniture.

1.1.6. Le dispositif mis en place à la fin de l'offre transitoire doit inciter les consommateurs inactifs à rechercher une offre de marché

Au vu de la dynamique de sortie de l'offre transitoire, la CRE a estimé qu'un certain nombre de clients se retrouveraient au 1^{er} juillet 2015 sans avoir souscrit de contrat de fourniture de gaz naturel. La CRE a estimé nécessaire de mettre en place un dispositif temporaire permettant de décaler de trois mois les suspensions de fourniture.

Aussi, la délibération du 28 mai 2015⁶² prévoit que les consommateurs non domestiques en offre transitoire qui n'ont pas souscrit de contrat avec un fournisseur au 1^{er} juillet 2015 voient le maintien de leur alimentation de gaz naturel jusqu'au 30 septembre 2015 au plus tard. Les acheteurs publics et les copropriétés qui sont en mesure, avant le 30 septembre 2015, de justifier que leurs procédures d'achat spécifiques ont effectivement été engagées peuvent bénéficier d'un sursis jusqu'à l'entrée en vigueur de leur nouveau contrat de fourniture.

Pour les consommateurs qui n'auront pas souscrit de contrat chez un fournisseur avant le 30 septembre 2015, GRDF programmera les interventions d'interruption de livraison du 1^{er} au 31 octobre. Pour les clients syndics de copropriété ou employant du personnel, il engagera une information préalable des résidents dans le premier cas et de la direction régionale des entreprises, de la concurrence, de la consommation, du travail et de l'emploi (DIRECCTE) dans le second.

GRDF demandera une indemnisation au client pour le gaz naturel qu'il aura consommé entre le 1^{er} juillet 2015 et sa date de sortie du dispositif ou d'interruption de sa livraison. Le montant sera

⁶² Délibération du 28 mai 2015 portant décision sur les missions des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel relatives à la sortie des offres transitoires prévues par les dispositions de l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

déterminé sur la base des quantités mesurées, ou estimées si GRDF n'a pu accéder au compteur. Le prix appliqué au calcul de cette indemnisation comportera une part fixe et une part variable :

- La part variable sera calculée sur la base du prix du kWh du tarif B2I zone 6, dans les conditions applicables au 1^{er} août 2014, majoré de 20 %, soit 55,56 €/MWh hors taxes et CTA ;
- La part fixe sera calculée sur la base du montant de l'abonnement mensuel du tarif B2S, dans les conditions applicables au 1^{er} août 2014, majoré de 20 %, soit 135,71 €/mois hors taxes et CTA.

Enfin GRDF communique chaque semaine aux fournisseurs le fichier des consommateurs encore dans le dispositif temporaire.

Au 1^{er} juillet 2015, 3 250 sites ont basculé chez GRDF dans le cadre du dispositif temporaire. Ils n'étaient plus que 1 550 au 21 août 2015.

Cette délibération a été l'occasion pour la CRE de rappeler la nécessité de mettre en œuvre une large campagne d'information auprès des consommateurs et à prendre toute mesure susceptible d'éviter qu'une telle situation ne se reproduise aux prochaines échéances, en particulier la mise en place de mesures concernant la situation des consommateurs inactifs, ou les consommateurs actifs qui ne parviennent pas à se voir proposer une offre de marché.

Par ailleurs, la CRE indiquait dans cette délibération que « *le dispositif proposé par GRDF ne peut s'envisager que pour un nombre limité de consommateurs et ne saurait s'appliquer aux futures échéances de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel et d'électricité, qui concernent respectivement 59 000 et 450 000 sites* ».

La CRE est attentive aux travaux des ministères compétents sur la mise en place d'un dispositif de fournisseur de dernier recours ou de fournisseur par défaut, dans des conditions compatibles avec le droit européen – notamment s'agissant de la mise en concurrence entre les fournisseurs – et avec des dispositions incitant les consommateurs inactifs à rechercher une offre de marché. En particulier, la CRE veille à ce que ce dispositif :

- ne récompense pas les clients restés inactifs jusque-là, en leur permettant de bénéficier d'une offre plus intéressante que celles souscrites par les consommateurs ayant mené la démarche de choisir un nouveau fournisseur ;
- n'aboutisse pas au maintien massif des sites dans le portefeuille des fournisseurs historiques.

La désignation du fournisseur par défaut, afin de respecter un principe de mise en concurrence, devra s'effectuer par appel d'offres. Le prix des offres proposées devra néanmoins être moins compétitif que les offres de marché proposées par ailleurs, afin d'inciter les clients à quitter l'offre par défaut et engager la démarche de sélection d'un fournisseur. L'appel d'offres devra enfin comporter plusieurs lots de clients, et le nombre de lots adjugés à un même fournisseur devra être limité, afin de réduire la part de marché des acteurs prépondérants.

1.1.7. La CRE est attentive à la situation dans les ELD

L'extinction des tarifs réglementés de vente pour une partie des consommateurs professionnels concerne également les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel et d'électricité.

La CRE sera attentive à ce que la sortie des tarifs réglementés de vente se déroule dans des conditions satisfaisantes sur le territoire des ELD.

La CRE a ainsi rappelé aux ELD qu'elles devaient s'abstenir, lors de leur communication au titre de la fourniture, de tout message laissant entendre que quitter le fournisseur historique pourrait entraîner une dégradation de la qualité de l'accès aux réseaux. Après avoir été alertée par un consommateur sur les pratiques de l'ELD gaz et électricité de Saint-Avold, Energis, le collège de la CRE a auditionné

cette ELD, le 17 avril 2014, afin de demander l'arrêt immédiat de toute communication de nature à entretenir la confusion entre les rôles du GRD et du fournisseur historique sur le territoire de Saint-Avoid.

La CRE a également demandé à l'ensemble des ELD de gaz naturel et aux principales ELD d'électricité de transmettre leur fichier de clients aux tarifs réglementés de vente et celui des clients en offre transitoire aux fournisseurs alternatifs qui en feraient la demande.

1.2. La fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

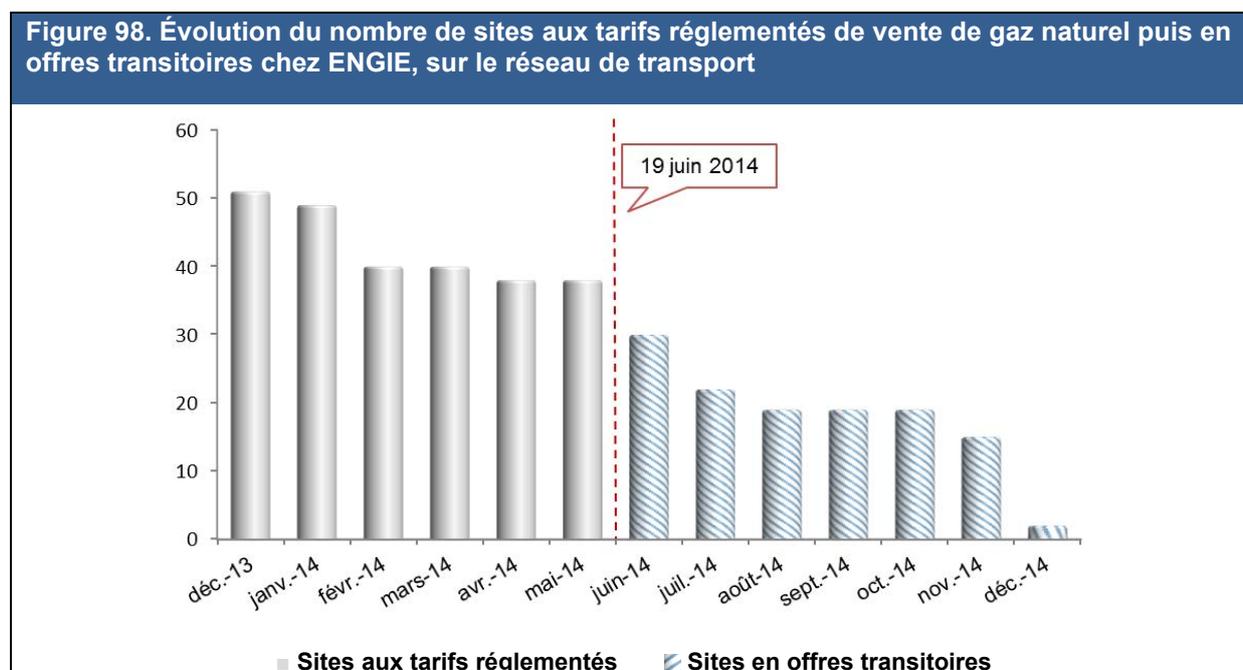
L'objet de cette partie est d'établir un état des lieux du rythme d'ouverture à la concurrence des segments de clientèle concernés par la fin de leur éligibilité aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et donner un aperçu du déroulement des premières échéances de suppression des tarifs réglementés.

Les données utilisées dans cette section proviennent des principaux fournisseurs historiques, à savoir ENGIE et les 3 principales ELD de gaz naturel : ES Energies, Gaz de Bordeaux et GEG. La CRE a demandé à ces 4 fournisseurs historiques de lui transmettre mensuellement le nombre de sites concernés par les différentes échéances de suppression des TRV ainsi que les sites en offre transitoire.

1.2.1. Peu de sites étaient concernés par la première échéance de fin des tarifs réglementés de vente, le 19 juin 2014

Les dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie prévoient la suppression progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel selon un calendrier en trois étapes. La première étape concerne les consommateurs raccordés au réseau de transport pour lesquels les tarifs réglementés ont été supprimés le 19 juin 2014.

La Figure 98 ci-dessous représente l'évolution du nombre de sites non résidentiels raccordés au réseau de transport disposant d'un contrat au tarif réglementé de vente, puis, à partir du 19 juin 2014, l'évolution des sites ayant basculé en offre transitoire.



Source : ENGIE - Analyse : CRE

La première étape de suppression des tarifs réglementés concernait un nombre limité de sites. Sur ce segment de clientèle la concurrence était déjà bien établie. Au 31 décembre 2013, 8 % des sites, représentant seulement 1 % des volumes, étaient encore aux TRV. A cette date, une cinquantaine de sites était concernée par la suppression de leurs tarifs réglementés, prévue au mois de juin 2014. Les clients raccordés au réseau de transport, qui représentent les sites de plus forte consommation, sont généralement les plus avertis et les plus enclins à faire jouer la concurrence du fait de l'importance de la part de l'énergie dans les charges qu'ils supportent et des bénéfices potentiels à gagner de l'exercice de la concurrence. D'autre part, ces clients ne bénéficient pas de la réversibilité, les entreprises qui ont choisi de souscrire une offre de marché ne peuvent plus revenir au tarif réglementé.

Lors de l'envoi du premier courrier d'information prévu par la loi à destination des clients concernés par la fin des TRV, au cours du mois d'avril 2014, seule une quarantaine de sites était encore aux TRV. Sur les 38 sites aux TRV à la fin du mois de mai 2014, 30 ont basculé en offre transitoire au mois de juin.

Lors de l'envoi du deuxième courrier, au mois de septembre 2014, 19 sites étaient encore en offre transitoire et il restait 15 sites un mois avant la date d'échéance de leurs contrats transitoires.

Selon ENGIE, les clients restés en offre transitoire étaient notamment des clients en difficulté financière ou ne trouvant pas d'intérêt financier à passer en offre de marché. Le passage du tarif réglementé en offre de marché peut induire, pour certains sites, des écarts de prix du fait des méthodes de construction différentes entre offre de marché et TRV. Par exemple, le niveau de prix d'une offre de marché dépend généralement de la zone d'équilibrage du site (zone Nord ou Sud) alors que le TRV ne faisait pas cette différenciation.

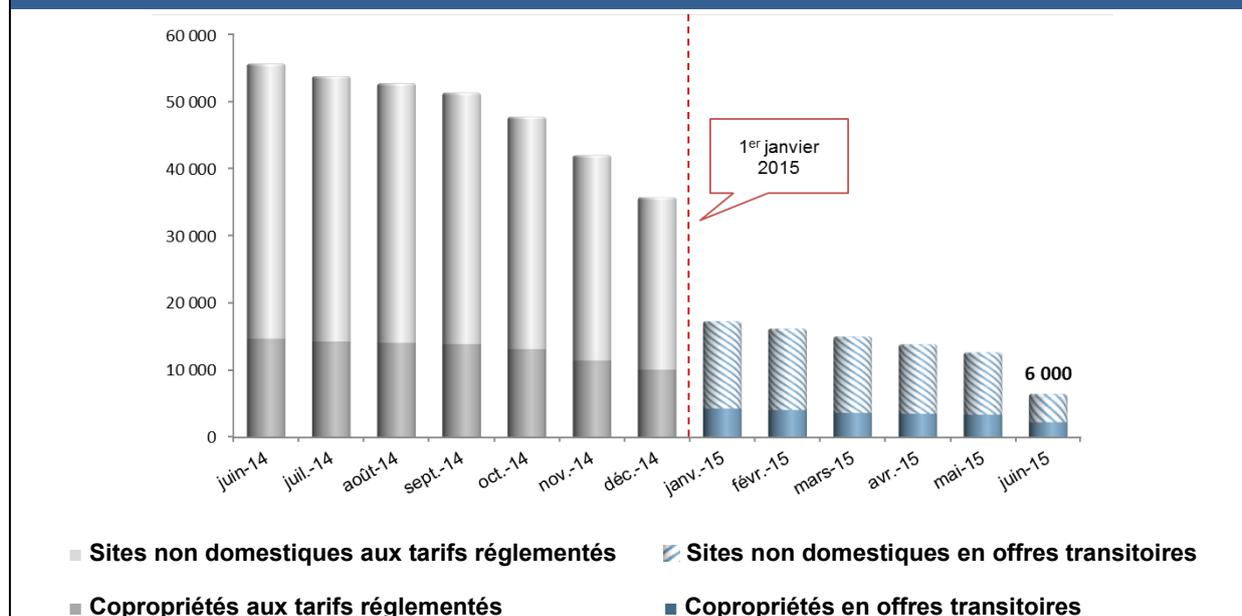
La CRE a veillé au bon déroulement de la suppression des tarifs réglementés pour ces clients et à la sortie de l'ensemble des sites en offre transitoire avant leur terme. Le 19 décembre 2014, à l'échéance des contrats en offre transitoire, tous les consommateurs avaient souscrit une offre de marché auprès du fournisseur de leur choix.

1.2.2. Au 1er janvier 2015, la moitié des installations concernées par l'échéance de fin des tarifs réglementés a basculé en offre de marché, l'autre est passée en offre transitoire

Depuis le 1^{er} janvier 2015, les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle excède 200 MWh ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente. Les sites concernés par cette échéance sont, par exemple, des établissements scolaires (collèges, lycées), des bâtiments hospitaliers, maisons de retraite, supermarchés, bureaux, sites industriels, bâtiments administratifs ou de grandes copropriétés.

La Figure 99 représente l'évolution des sites concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2015 ainsi que le nombre de sites ayant basculé en offre transitoire à partir de cette date.

Figure 99. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et en offres transitoires chez ENGIE, dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an



Source : ENGIE - Analyse : CRE

Au mois de juin 2014, 56 000 sites bénéficiaient de tarifs réglementés de vente amenés à disparaître au 1^{er} janvier 2015, représentant une consommation annuelle de 42 TWh. De juin à décembre 2014, le nombre de sites aux TRV a chuté de 36 % (42 % en volume). Entre la fin du mois de juin et du mois de septembre, le rythme de basculement de ces sites vers une offre de marché est resté stable et modéré : en moyenne 1 300 sites par mois ont souscrit une offre de marché durant cette période (soit une baisse moyenne de 2 % par mois du nombre de sites aux TRV). Le rythme s'est accéléré à partir du mois d'octobre 2014, date d'envoi du deuxième courrier d'information aux clients. Durant les trois derniers mois de l'année 2014, 16 000 sites au total ont souscrit une offre de marché, soit une diminution moyenne du nombre de sites aux TRV de 11 % par mois (5 000 sites par mois en moyenne).

Au 31 décembre 2014, il restait près de 36 000 sites concernés par la suppression de leurs TRV au 1^{er} janvier. Au 1^{er} janvier 2015, 17 000 sites, soit 52 %, ont basculé automatiquement en offre transitoire. La moitié des sites présents à la fin du mois de décembre ont contractualisé une offre de marché auprès d'un fournisseur alternatif ou de leur fournisseur historique.

Depuis le mois de janvier 2015, le nombre de sites en offre transitoire a diminué à un rythme modéré jusqu'au mois de mai 2015. Les sites en offre transitoire peuvent être des acheteurs publics n'ayant pas finalisé leurs appels d'offres, des copropriétés (à hauteur de 25 % des sites en offre transitoire) ou des clients non domestiques n'ayant pas souhaité changer de fournisseur ou n'ayant pas trouvé une offre adaptée à leurs besoins.

Bien que les offres de marché en gaz naturel soient généralement plus avantageuses que le TRV en termes de prix, ce n'est pas le cas pour la totalité des clients. Ceci s'explique par des méthodes de construction différentes entre offre de marché et TRV. Le niveau des offres de marché est généralement différencié selon la zone d'équilibrage du site et le coût de l'acheminement et du stockage du gaz naturel est individualisé. Dans les tarifs réglementés, les coûts d'approvisionnement sont péréqués (pas de différenciation selon la zone d'équilibrage Nord ou Sud) et les coûts d'acheminement sont répercutés dans les TRV selon la zone de prix dans laquelle se situe le site et non sur une base individualisée. Certains sites bénéficiant de manière importante de la péréquation sur la part approvisionnement, l'acheminement ou le stockage pourraient donc ne pas bénéficier d'avantages financiers en passant en offre de marché.

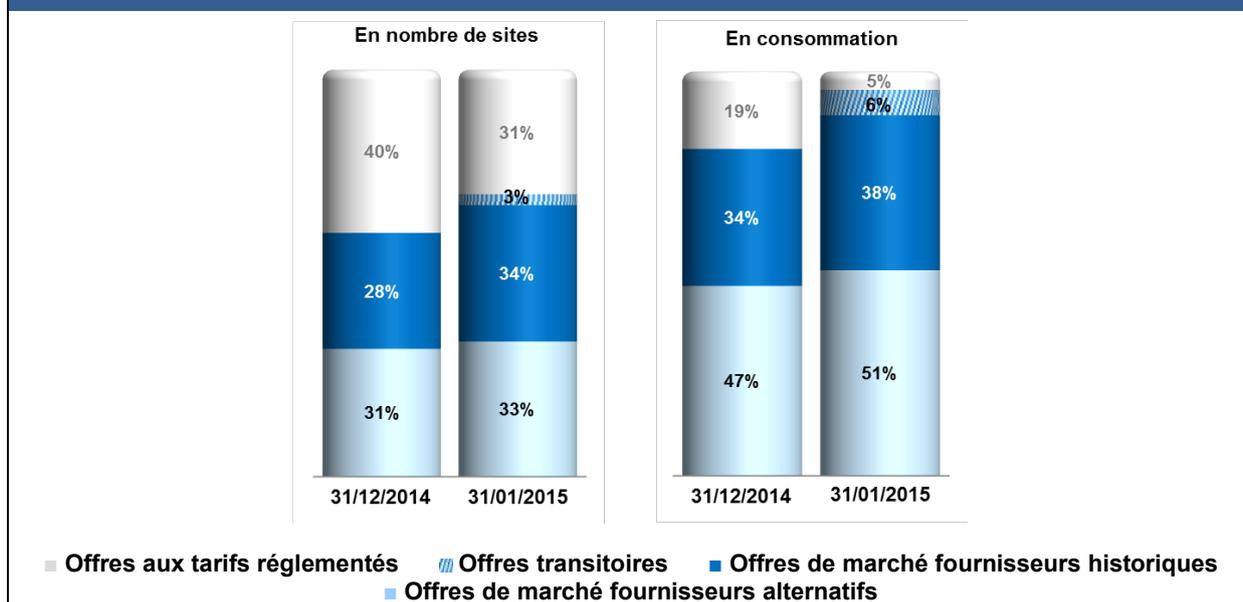
Au mois de juin 2015, le nombre de site en offre transitoire a diminué de moitié, à l'approche de l'échéance des contrats en offre transitoire. A la fin du mois de juin 2015, 6 000 sites étaient encore en offre transitoire, parmi lesquels 2 000 copropriétés. Ceci représente 11 % des sites (8 % des volumes) aux tarifs réglementés au mois de mai 2014 ayant perdu leur éligibilité au 1^{er} janvier 2015.

Au 1^{er} juillet 2015, 3 250 sites ont basculé chez GRDF dans le cadre du dispositif temporaire. Ils n'étaient plus que 1 550 au 21 août 2015.

- **Impact de la fin des TRV sur l'ouverture à la concurrence**

La figure ci-dessous représente le degré d'ouverture à la concurrence des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution entre les mois de décembre 2014 et janvier 2015.

Figure 100. Evolution de la répartition des sites et de la consommation des clients non résidentiels par type d'offre entre les fins des mois de décembre 2014 et de janvier 2015, sur le réseau de GRDF

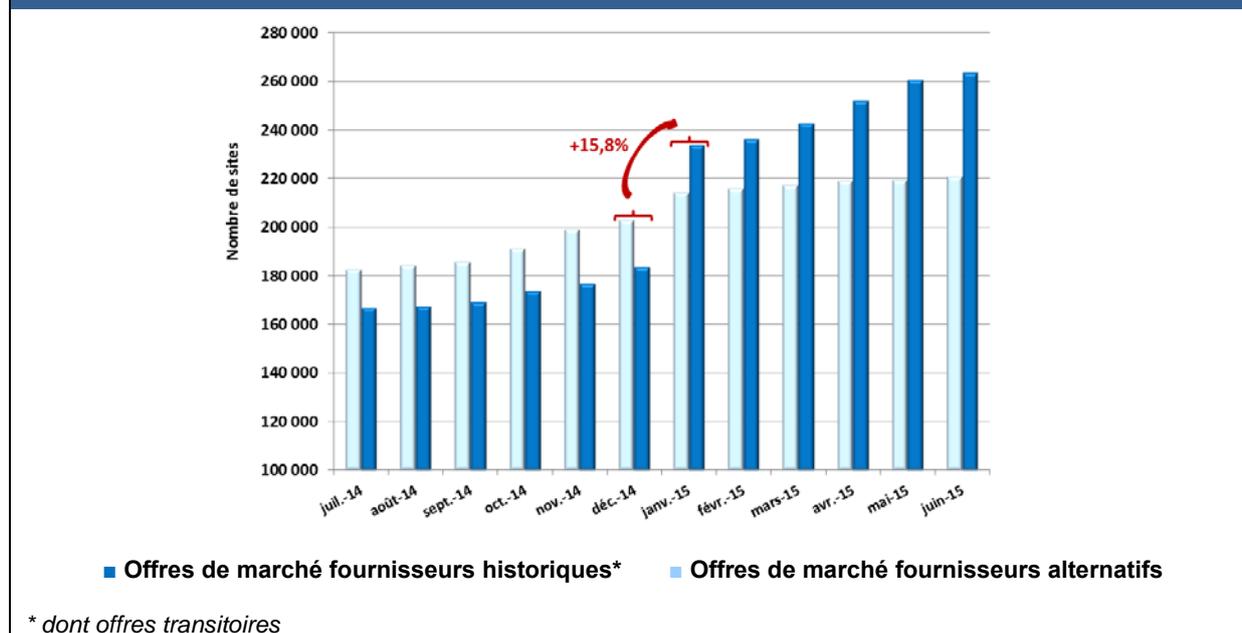


Source : GRDF, ENGIE - Analyse : CRE

Sur le segment des clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution, 31 % des sites et 5 % de la consommation restaient aux TRV à la fin du mois de janvier 2015. Les tarifs réglementés de vente ont été supprimés au 1^{er} janvier pour les sites de plus forte consommation (supérieure à 200 MWh/an) et disparaîtront pour les sites de moyenne consommation au 1^{er} janvier 2016 (supérieure à 30 MWh/an). Les sites non résidentiels dont la consommation est inférieure à 30 MWh/an pourront continuer de bénéficier des tarifs réglementés de vente.

Sur ce segment de clientèle, la part des offres de marché des fournisseurs historiques a augmenté de 6 points entre la fin du mois de décembre et la fin du mois de janvier (+4 points en consommation). Les fournisseurs alternatifs ont, quant à eux, progressé de 2 points (+4 points en consommation). Les fournisseurs historiques disposent désormais d'un plus grand nombre de sites en offre de marché que les fournisseurs alternatifs, mais avec des consommations moindres.

Figure 101. Evolution du nombre de sites non résidentiels en offres de marché sur le réseau de GRDF



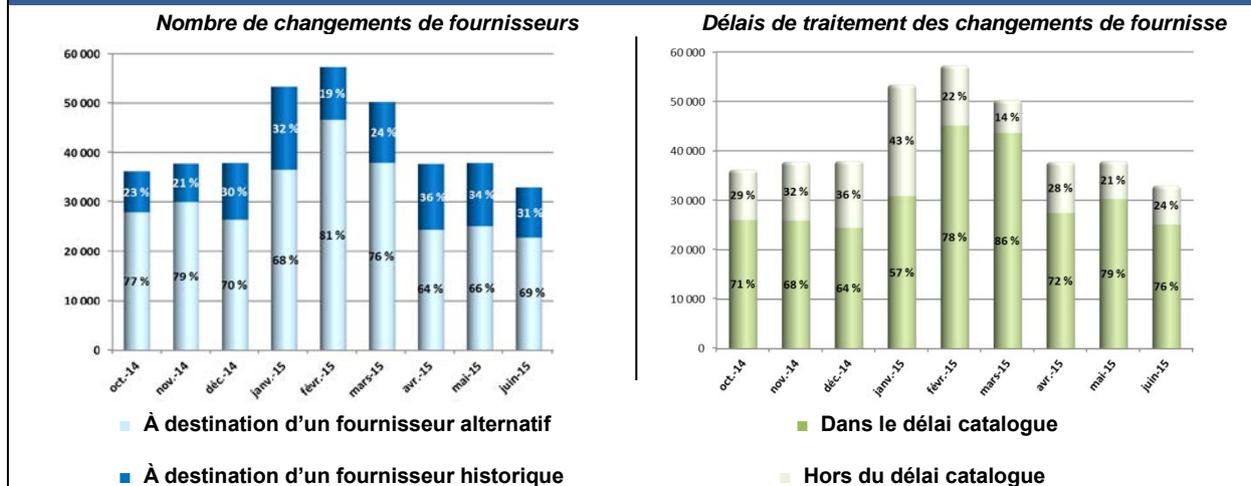
Source : GRDF - Analyse : CRE

Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché sur le réseau de GRDF a fortement augmenté au mois de janvier 2015, +15,8 %, contre 1,4 % par mois en moyenne en 2014. Cette hausse est en partie due au basculement automatique de certains sites aux TRV vers une offre transitoire, qui est une offre de marché, (à hauteur de 4,4 %) le 1^{er} janvier 2015. Les sites non résidentiels qui ont basculé automatiquement vers un contrat en offre transitoire au 1^{er} janvier 2015 - à la suite de la fin de leur éligibilité aux tarifs réglementés de vente de gaz, et en l'absence de souscription d'une autre offre de marché - sont considérés comme des sites en offres de marché chez un fournisseur historique dans l'ensemble des analyses de la CRE. La tendance haussière continue tout au long de la première moitié de l'année 2015.

Au mois de janvier 2015, 11 000 sites ont souscrit une offre de marché auprès d'un fournisseur alternatif et 33 000 auprès d'ENGIE. Entre janvier et juin 2015, 37 000 sites au total ont souscrit une offre de marché, dont une grande majorité auprès d'ENGIE, soit 30 000 sites. Le nombre de sites non résidentiels sur le réseau de GRDF a augmenté en moyenne de 5 000 sites par mois en 2014 et de 7 000 sites par mois au premier semestre 2015.

Le graphique de gauche de la Figure 102 ci-dessous met en évidence le nombre croissant de changements de fournisseurs durant les trois premiers mois de l'année 2015 et montre la hausse importante, au mois de janvier par rapport à la fin de l'année 2014, liée à la fin des TRV et aux basculements des sites en offres de marché ou en offres transitoires. Au mois de janvier 2015, 53 000 changements de fournisseurs ont été effectués par GRDF. La Figure 102 indique que 43 % des changements de fournisseurs ont été réalisés au-delà du délai catalogue (10 jours calendaires), en raison du nombre significatif de demandes.

Figure 102. Nombre de changements de fournisseur par mois sur le réseau de GRDF (à gauche) et délais de traitement des changements de fournisseurs par GRDF (à droite)

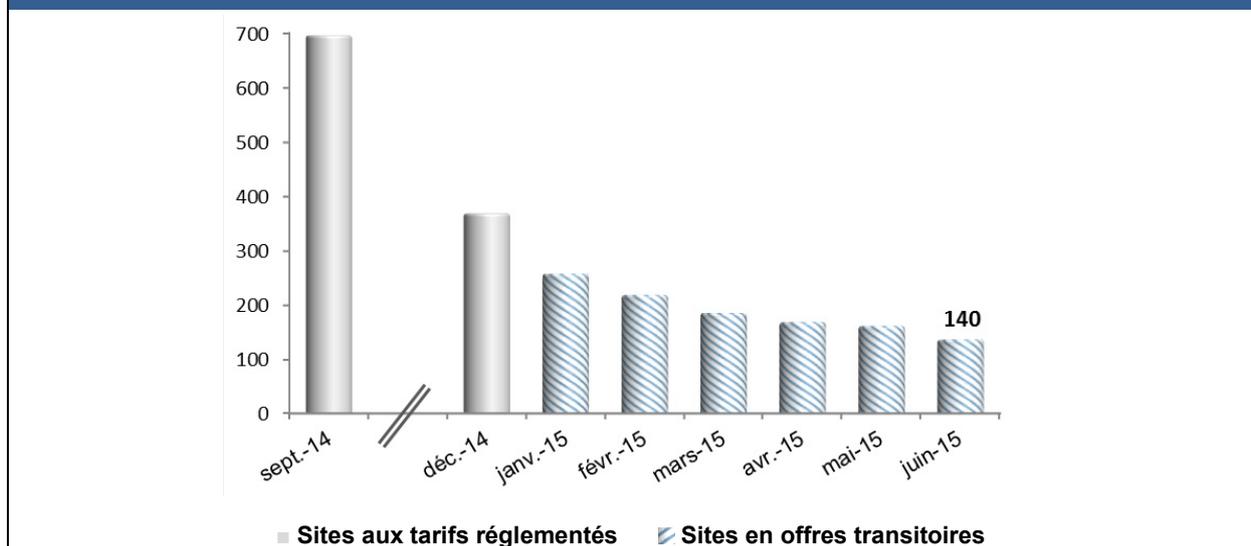


Source : GRD - Analyse : CRE

• **Bilan sur le territoire des trois principales ELD**

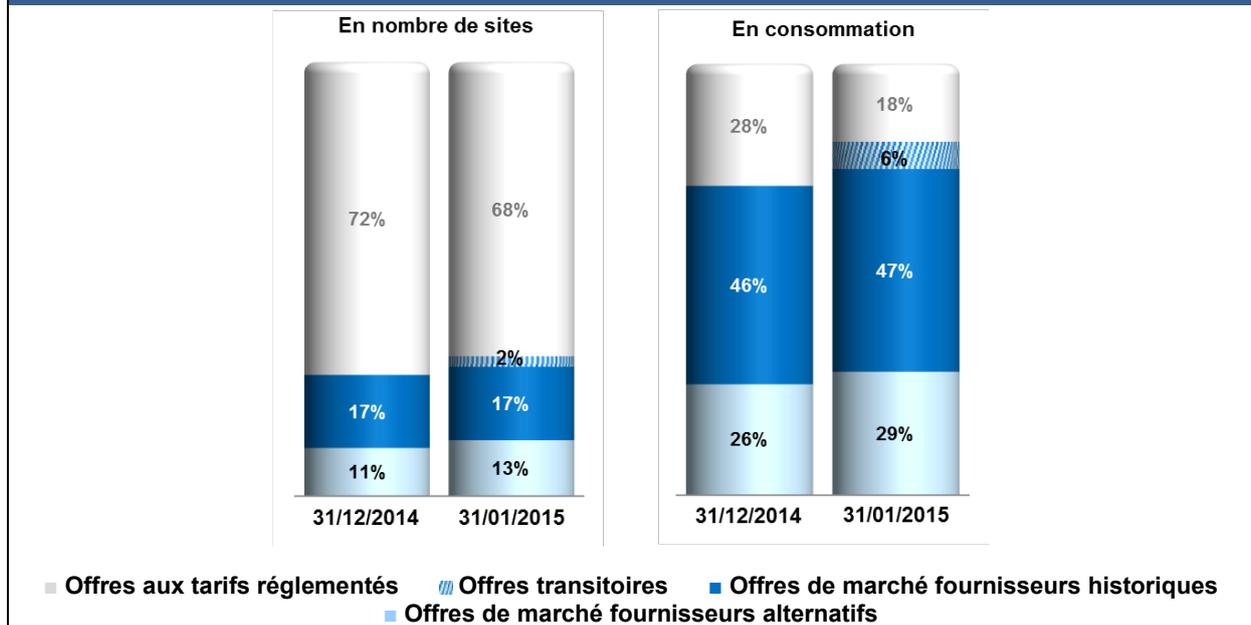
Les figures suivantes dressent un état des lieux de la deuxième échéance de suppression des TRV sur le territoire des 3 principales ELD. Néanmoins, étant donné que le fournisseur ES Energies n'a pas été en mesure de communiquer à la CRE les données correspondant aux mois de janvier, février, mars et juin 2015, il sera traité séparément par la suite.

Figure 103. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et en offres transitoires, dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an, chez Gaz de Bordeaux et GEG



Source : Gaz de bordeaux, GEG - Analyse : CRE

Figure 104. Evolution de la répartition des sites et de la consommation par type d'offre entre la fin des mois de décembre 2014 et de janvier 2015, sur le territoire de Régaz et GEG



Source : ELD (GRD et fournisseurs) - Analyse : CRE

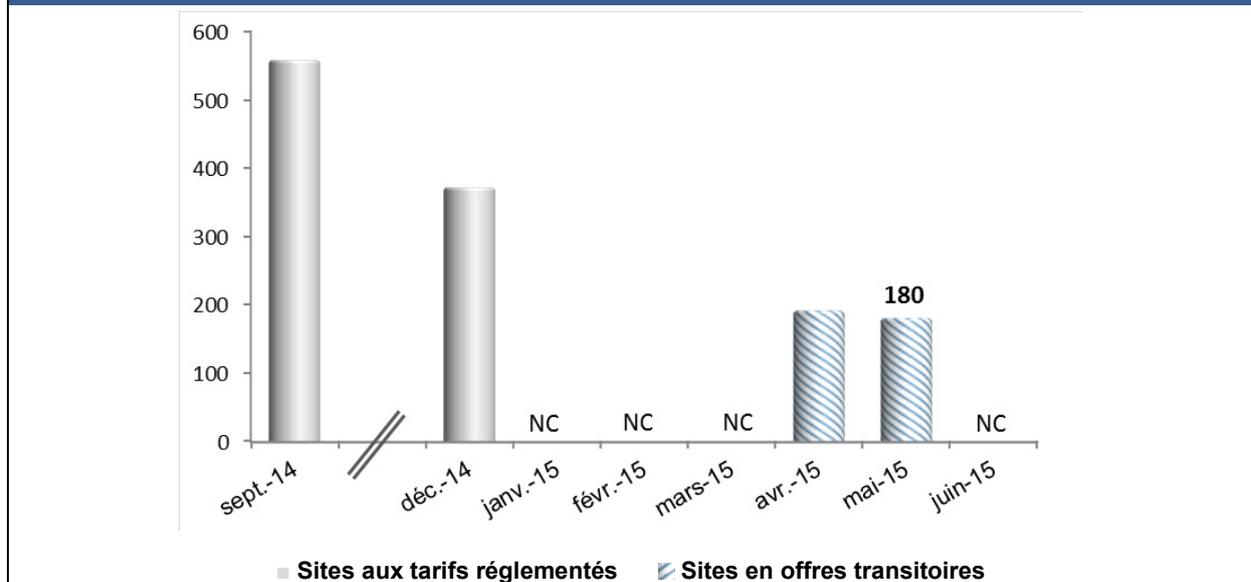
Sur le territoire de Régaz et de GEG, la suppression des tarifs réglementés de vente au 1^{er} janvier 2015 concernait un nombre restreint de sites (700 sites au mois de septembre 2014 et moins de 400 sites au mois de décembre). 68 % des sites non résidentiels étaient encore aux TRV à la fin du mois de janvier 2015. Seuls 2 % des sites et 6 % de la consommation, soit environ 250 sites, ont basculé en offres transitoires au mois de janvier 2015.

La part de marché des fournisseurs alternatifs a augmenté de 2 % entre le mois de décembre 2014 et de janvier 2015 (+ 3 % en volume) alors que celle des fournisseurs historiques est restée stable. Les sites restés aux TRV au mois de décembre 2014 se sont donc majoritairement orientés vers les fournisseurs alternatifs lorsqu'ils ont fait le choix de passer en offre de marché.

Au mois de juin 2015, 160 sites étaient toujours en offre transitoire. Néanmoins, les fournisseurs historiques précisent que de nombreux clients avaient déjà souscrit une offre de marché, ne prenant effet qu'à compter du 1^{er} juillet 2015.

Au mois de juillet 2015, seuls 30 sites ont basculé vers un dispositif temporaire chez Régaz. Les sites en offre transitoire chez Gaz Électricité de Grenoble étaient tous passés en offre de marché avant la fin de validité de celle-ci en juillet 2015.

Figure 105. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et en offres transitoires, dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an, chez ES Energies



Source : ES Energies - Analyse : CRE

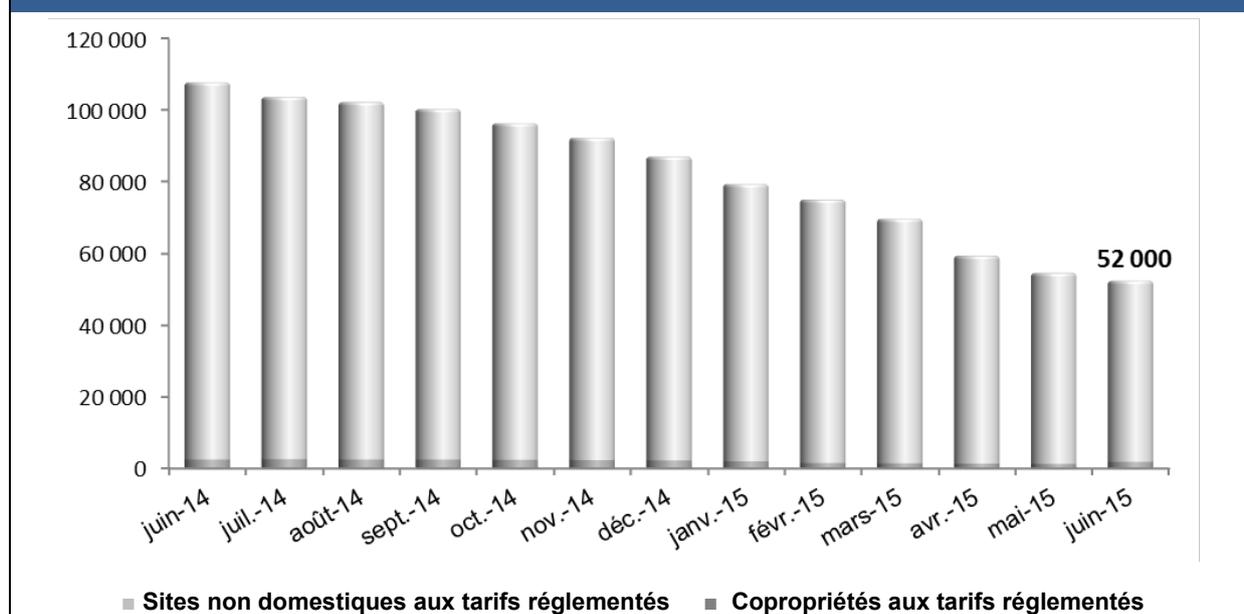
Sur le réseau GDS, la situation est similaire à celle de Régaz et GEG. Le nombre de sites aux TRV dont la consommation est supérieure à 200 MWh a considérablement baissé entre septembre et décembre 2014 (- 33 %). A la fin du mois de mai 2015, 180 sites étaient en offres transitoires. La moitié des sites aux TRV au mois de décembre 2014 sont passés en offre de marché au cours des derniers mois.

1.2.3. Malgré l'accélération du basculement en offre de marché des sites concernés par la troisième échéance du 31 décembre 2015, 52 000 sites disposent encore du tarif réglementé de vente en juin 2015

La dernière étape de suppression des tarifs réglementés de vente prévue par l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation aura lieu le 31 décembre 2015. Elle concerne les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh de gaz et les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 MWh par an. Il s'agit par exemple de restaurants, bureaux, ateliers, supermarchés de petite surface ou de copropriété de taille moyenne.

La Figure 106 représente l'évolution des sites, depuis le mois de mai 2014, qui ne seront plus éligibles aux TRV au 1^{er} janvier 2016 et donne un aperçu du rythme de basculement des clients vers des offres de marché.

Figure 106. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel chez ENGIE concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016



Source : ENGIE - Analyse : CRE

Le nombre de sites concernés par cette échéance est plus important que pour la précédente mais les volumes en jeu sont moindres. A la fin du mois de juin 2014, 108 000 sites étaient concernés par la suppression de leurs tarifs au 1^{er} janvier 2016, deux fois plus que pour l'échéance du 1^{er} janvier 2015. En termes de consommation, la dernière échéance représente un volume de 9 TWh contre 42 TWh pour la deuxième.

Le rythme de basculement des sites a augmenté progressivement au cours de l'année 2014 et s'est accéléré plus nettement à compter du mois d'octobre 2014. Le rythme d'ouverture, s'élevant à 2,4 % par mois en moyenne entre juin et septembre, est passé à 5,8 % au mois de décembre puis à 14,8 % au mois d'avril 2015. Entre juin 2014 et juin 2015, la moitié des sites aux TRV, soit 56 000 sites, ont souscrit un contrat en offre de marché.

Si la baisse continue de façon constante, sur un rythme de 5,8 % par mois jusqu'au mois de décembre 2015 (valeur représentant la moyenne mensuelle sur l'année 2014), 37 000 sites seront encore aux TRV à la fin de l'année 2015.

Les clients concernés par cette dernière étape, ont reçu à ce jour les deux premiers courriers d'information envoyés au mois d'avril 2014 et de juillet 2015. Au mois d'octobre 2015, ils recevront également le descriptif de l'offre transitoire dans laquelle ils basculeront automatiquement s'ils ne souscrivent pas une offre de marché avant la fin de l'année 2015. Néanmoins, l'expérience de la suppression des tarifs au 1^{er} janvier 2015 et la communication engagée à ce sujet ont permis de sensibiliser un certain nombre de consommateurs à la suppression prochaine de leurs tarifs, comme l'indique la figure ci-dessus. D'autre part, certains acheteurs publics, contraints de lancer des appels d'offres pour choisir un nouveau fournisseur, avaient déjà engagé des procédures pour les sites concernés par l'échéance précédente impliquant, dans certains cas, des sites concernés par l'échéance de janvier 2016.

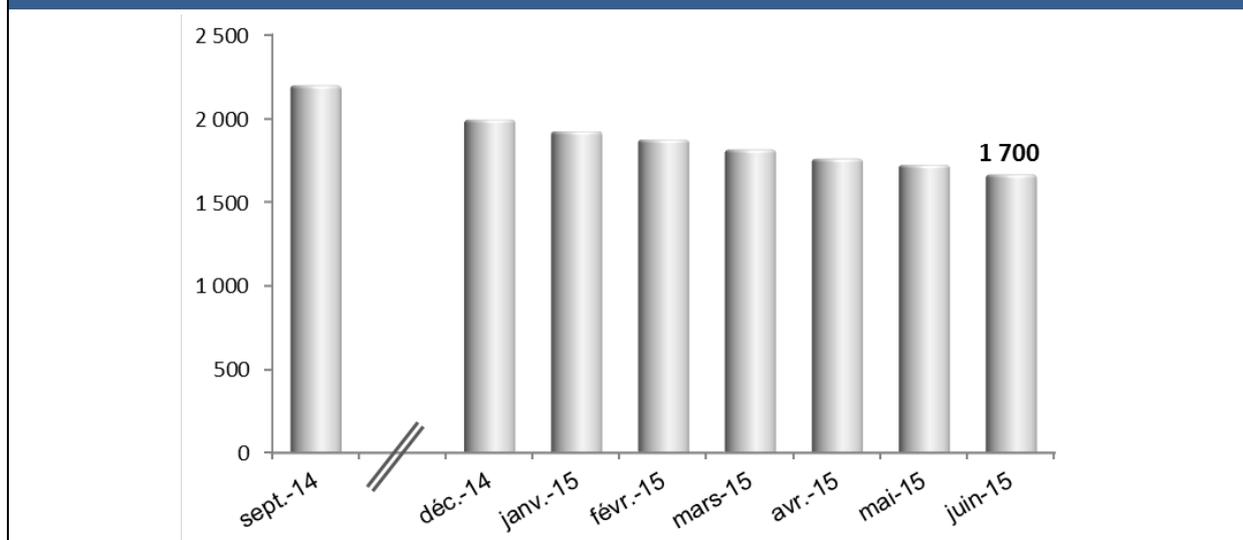
La CRE attire l'attention de l'ensemble des acteurs publics sur le fait qu'ils doivent engager au plus tôt les démarches nécessaires afin de disposer d'un contrat en offre de marché avant le 31 décembre 2015. Dans son avis du 27 octobre 2014, le Conseil d'Etat a estimé que les personnes publiques concernées par l'échéance du 31 décembre 2014 pouvaient bénéficier des dispositions du paragraphe III de l'article 25 de la loi du 17 mars 2015 compte tenu des délais impartis. En revanche, le Conseil d'Etat a retenu que les personnes publiques concernées par l'échéance du 31 décembre

2015 ne pouvaient conclure de marché de fourniture de gaz qu'après mise en concurrence dès lors que ceux-ci étaient d'un montant supérieur à 15 000 € HT.

- **Etat des lieux sur le territoire des ELD**

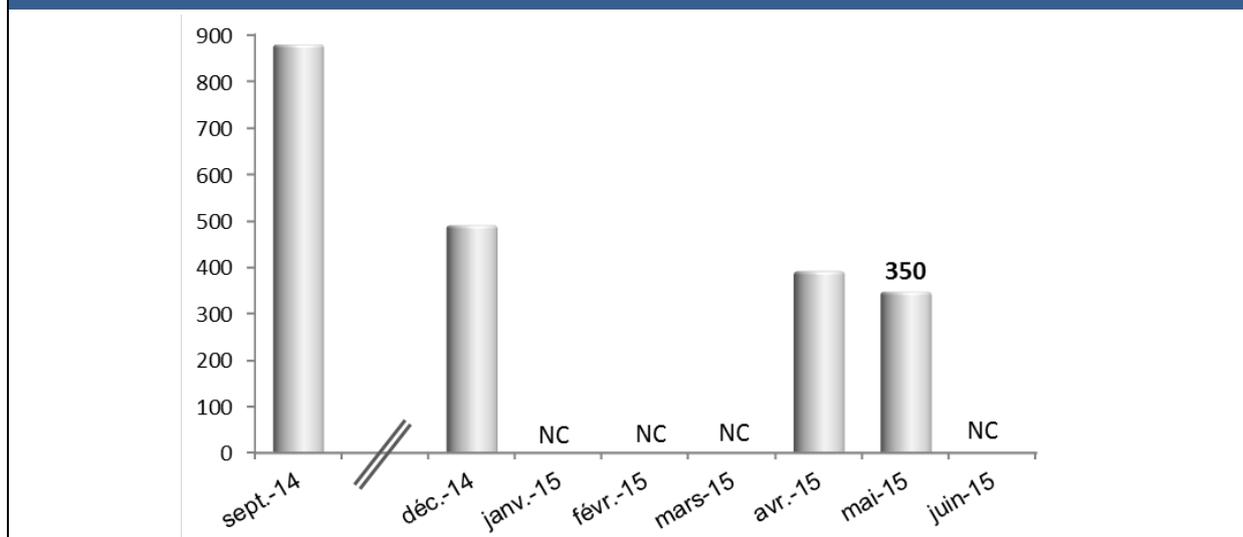
Les figures suivantes présentent la situation des fournisseurs GEG et Gaz de Bordeaux d'une part et d'ES Energies d'autre part.

Figure 107. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016, chez Gaz de Bordeaux et GEG



Source : Gaz de bordeaux, GEG - Analyse : CRE

Figure 108. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016, chez ES Energies



Source : ES Energies - Analyse : CRE

Le nombre de sites concernés par l'échéance du 1^{er} janvier 2016 est très faible chez ES Energies. Entre le mois de septembre 2014 et de mai 2015, 61 % de ces sites ont souscrit un contrat en offre de marché.

Pour GEG et Gaz de Bordeaux, le rythme de basculement est moins rapide, 24 % des sites sont passés en offre de marché entre septembre 2014 et juin 2015. 1 700 sites ne seront plus éligibles aux TRV au mois de janvier 2016.

1.2.4. Les niveaux de prix des offres transitoires sont majorés par rapport aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Un client qui n'a pas souscrit d'offre de marché à la date de fin de son éligibilité aux tarifs réglementés bascule automatiquement sur une offre de marché par défaut du fournisseur historique pour une durée maximale de six mois.

Les consommateurs sont avertis de cette option par leur fournisseur historique trois mois avant la fin de leur contrat au tarif réglementé. Pendant cette période, le client peut changer d'offre ou de fournisseur sans frais et sans préavis de résiliation. A l'issue de ces six mois, le client devra avoir souscrit une autre offre de marché avec le fournisseur de son choix. Dans le cas contraire, la fourniture d'énergie ne sera plus assurée.

Afin d'inciter les clients inactifs à contracter une offre de marché, l'offre transitoire a été construite, dans le cas d'ENGIE, de manière à présenter un niveau de prix moyen plus élevé que le TRV moyen.

L'offre transitoire entrée en vigueur le 19 juin 2014 pour les sites raccordés au réseau de transport était ainsi une offre individualisée, contrairement aux TRV, dont le niveau moyen était 2 % plus élevé que le niveau du TRV.

De la même manière, le niveau moyen de l'offre transitoire entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2015 présente une majoration par rapport aux TRV. Cette dernière est par ailleurs plus élevée pour les sites situés dans la zone PEG Sud que pour les sites situés dans le PEG Nord. La différence de traitement entre les sites situés dans les deux zones a pour objectif de sensibiliser les clients au différentiel de prix de marché entre le PEG Nord et le PEG Sud.

Pour les sites sans souscription de capacité (tarifs B2I, B2S et TEL), l'offre transitoire d'ENGIE, tout en reprenant le même niveau d'abonnement que celui des tarifs B2I pour les sites T2 et B2S pour les sites T3, a appliqué une majoration de 1 % par rapport à la part variable d'août 2014 pour les sites situés sur le PEG Nord et de 3 % pour les sites situés sur le PEG Sud. La formule d'indexation des parts variables est identique à celle des TRV.

Pour les sites avec souscription de capacité (tarifs S2S et STS), l'abonnement et la part variable de l'offre transitoire d'ENGIE sont individualisés selon la capacité, le profil et la localisation du site de consommation. Le niveau de prix moyen est quant à lui supérieur d'1 % au TRV moyen pour les sites situés sur le PEG Nord et de 3 % pour les sites situés sur le PEG Sud. La formule d'indexation des parts variables est la même que celle en vigueur pour les tarifs réglementés de vente à souscription d'ENGIE.

Enfin, pour la troisième échéance concernant les sites non domestiques consommant plus de 30 MWh par an et n'étant plus éligibles aux tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016, l'offre transitoire ne fait pas de distinction de prix entre les zones PEG Sud et PEG Nord et présente un niveau de prix plus dissuasif que pour la deuxième échéance. Le niveau de l'abonnement est celui du tarif B2I et le prix variable est celui du tarif B2I du mois d'août 2015 majoré de 5 %. La CRE note que le courrier d'information envoyé par ENGIE aux clients concernés afin de les informer de la nature de l'offre transitoire est transparent, notamment sur la majoration de 5 % du terme de quantité par rapport au tarif B2I, et qu'il est ainsi de nature à inciter les consommateurs à souscrire une offre de marché.

1.3. La fin des tarifs réglementés de vente d'électricité

En électricité, les données fournies par les gestionnaires de réseau, recueillies dans le cadre des travaux de surveillance de la CRE, permettent de faire un suivi des sites concernés par la fin des TRV. En effet, les segments élémentaires utilisés par les gestionnaires de réseaux permettent, hormis pour certains atypismes, de faire la distinction entre les sites concernés par la fin des TRV (sites avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, correspondant aux tarifs jaunes et verts) et les autres⁶³.

Les données utilisées dans cette section proviennent des principaux gestionnaires de réseau : ERDF, RTE et les six plus grandes ELD. Les fournisseurs historiques sur ces territoires sont EDF, ES Énergies Strasbourg (territoire d'Electricité de Strasbourg), Gaz et Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis-deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

La CRE a néanmoins demandé à EDF ainsi qu'aux 6 ELD précitées de lui transmettre mensuellement le nombre de sites concernés par la fin des TRV puis, à partir du mois de janvier 2016, le nombre de sites en offres transitoires afin de compléter les informations des GRD et permettre un suivi plus précis de ces sites.

1.3.1. *Le faible rythme de basculement des sites concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés au 1er janvier 2016 fait craindre un engorgement chez les gestionnaires de réseau et les fournisseurs alternatifs*

En électricité, la suppression des tarifs réglementés est prévue en une seule étape, le 31 décembre 2015, pour l'ensemble des sites non domestiques disposant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Il s'agit par exemple de moyens et grands centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.

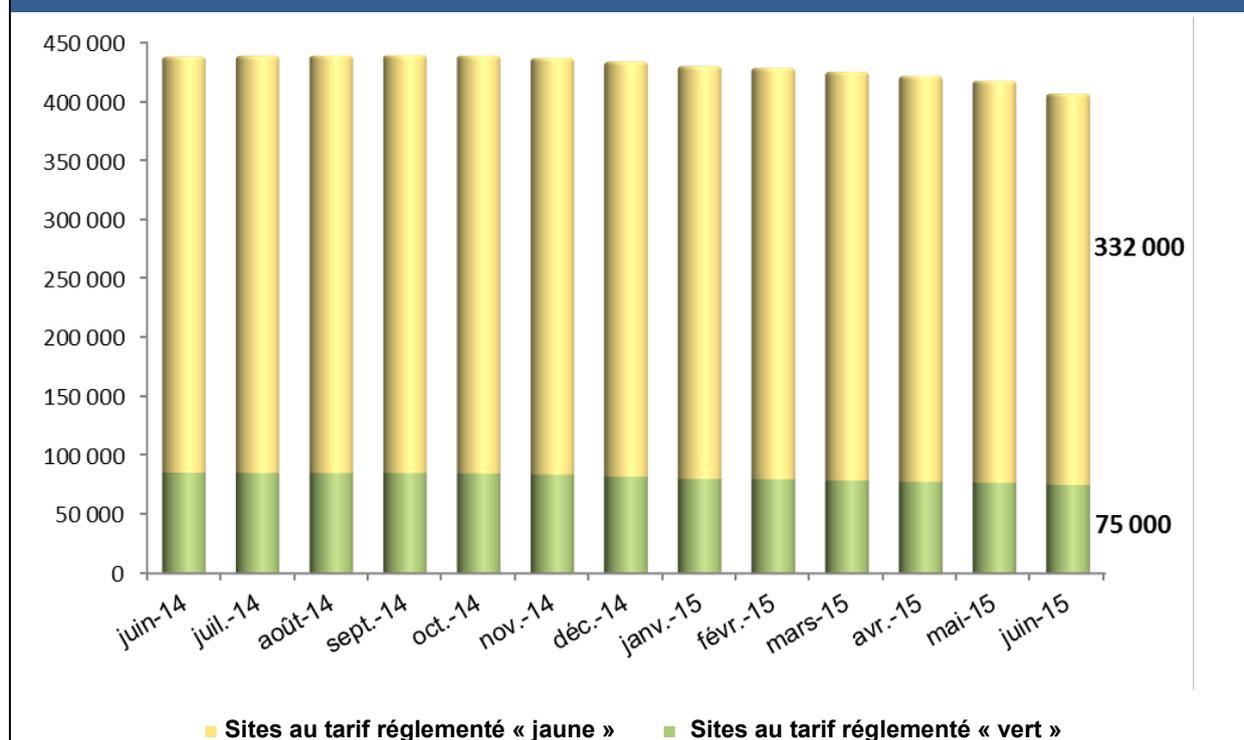
Le nombre de sites concernés est conséquent : plus de 400 000 sites doivent souscrire une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016, soit près de trois fois plus qu'en gaz naturel.

Les sites bénéficiant de tarifs verts représentent environ 20 % des sites qui ne seront plus éligibles aux tarifs réglementés à partir du 1^{er} janvier 2016. Sur ce segment de clientèle, 90 % des sites et 43 % de la consommation étaient aux TRV au 31 décembre 2014.

Concernant les sites de consommation moyenne (C4), le marché est encore très concentré : 94 % des sites et de la consommation étaient aux TRV au mois de décembre 2014. Les sites disposant de tarifs jaunes représentent de surcroît 80 % des sites et 34 % des volumes qui ne pourront plus bénéficier du TRV à compter de janvier 2016.

⁶³ Dans cette section, les sites aux TRV des segments élémentaires C1, C2, C3 sont considérés comme des tarifs verts. Les C4 comme des sites aux tarifs jaunes.

Figure 109. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente d'électricité chez EDF concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016



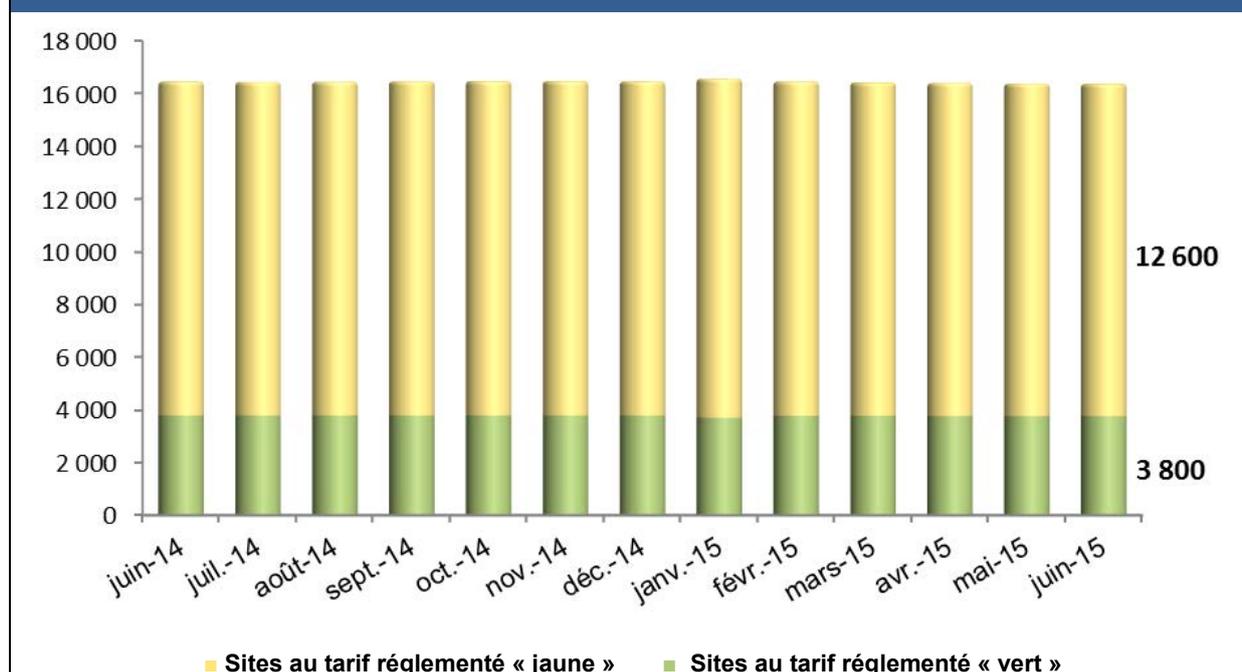
Source : GRD - Analyse : CRE

Très faible voire inexistant auparavant, le basculement des sites aux TRV a réellement débuté à partir du mois de décembre, sur un rythme faible compte tenu des échéances de suppression des tarifs réglementés. Le nombre de sites concernés a diminué de 6,3 % entre décembre 2014 et juin 2015. Ce rythme est néanmoins plus rapide sur les grands clients disposant d'un tarif vert (-8,6 %) que sur les clients disposant d'un tarif jaune (-5,7 %).

Une projection suivant le même rythme aboutit à un résidu de plus de 380 000 sites toujours au TRV au mois de décembre 2015. Toutefois, le rythme devrait s'accélérer au cours des prochains mois. Les consommateurs ont reçu, au mois de juillet 2015 un courrier leur rappelant la suppression de leur tarif au 1^{er} janvier 2016. Par ailleurs, un certain nombre d'appels d'offres ont déjà été lancés par les acheteurs publics.

Sur le territoire des ELD, plus de 16 000 sites ne seront plus éligibles aux TRV à compter du 1^{er} janvier 2016. Aujourd'hui, ces sites sont dormants et le basculement vers les offres de marché quasi-inexistant. Dans ce contexte, la CRE s'inquiète du manque de concurrence sur le territoire de certaines ELD et des conséquences pour les consommateurs.

Figure 110. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016, sur le territoire des ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

1.3.2. Les niveaux de prix des offres transitoires sont majorés par rapport aux tarifs réglementés de vente d'électricité

L'offre transitoire, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2016 pour les sites concernés par la fin des TRV n'ayant pas choisi d'offre de marché est une offre à prix fixe de 6 mois construite par empilement, à l'instar des tarifs réglementés de vente actuels (cf paragraphe 1.1. de la section 2 pour plus d'informations sur la construction par empilement). EDF a décidé de conserver trois grilles tarifaires en fonction du type de client et du TURPE (client en BT avec 4 postes horo-saisonniers, en HTA avec 5 postes et en HTA avec 8 postes). En revanche, l'offre transitoire ne propose pas d'option effacement.

Selon les estimations d'EDF, l'offre transitoire sera en moyenne 5 % au-dessus des tarifs réglementés⁶⁴, pour les sites C4 (consommateurs actuellement aux tarifs jaunes) comme pour les sites C2-C3 (tarifs verts). La hausse par rapport aux TRV sera progressive, en deux étapes, du fait de la structure de l'offre (par poste horo-saisonnier) et des coûts d'approvisionnement basés sur les prix de marché.

Au premier trimestre les prix seront stables. Ils augmenteront cependant nettement au deuxième trimestre lors du passage aux prix d'été. Cette hausse progressive et marquée devrait inciter, selon EDF, les clients inactifs à choisir une offre de marché avant la fin de leur contrat en offre transitoire.

2. Le cadre général de la surveillance des pratiques des fournisseurs

• **Missions de la CRE et cadre d'examen des pratiques des opérateurs**

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE « surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité

⁶⁴ Comparaison par rapport aux tarifs réglementés de vente en vigueur à partir du 1^{er} août 2015.

nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail ».

En application de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, pour l'accomplissement de ses missions, la CRE recueille toutes les informations nécessaires auprès des opérateurs et peut entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information. Depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la CRE peut faire contrôler, aux frais des entreprises, les informations qu'elle recueille. La CRE dispose par ailleurs d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel et de l'électricité (article L. 135-1 du code de l'énergie). Le cas échéant, les agents de la CRE habilités à cet effet par le Président de la CRE peuvent procéder à des enquêtes, accéder aux locaux des opérateurs et recueillir sur place tous les éléments utiles à l'accomplissement de leurs missions.

Le rôle de la CRE, en tant que régulateur sectoriel, s'inscrit donc à la fois dans une démarche de régulation ex ante visant à améliorer le fonctionnement des marchés de l'énergie, notamment par ses recommandations, et dans une intervention ex post qui vise à mettre fin aux pratiques portant atteinte au bon fonctionnement du marché, et peut aboutir à une procédure de sanction devant le comité de règlement des différends de la CRE ou les autres autorités compétentes.

La compétence de la CRE s'articule notamment avec celle de l'Autorité de la concurrence dont relèvent, en application des articles L. 420-1 et suivant du code de commerce, le contrôle et la sanction des pratiques anticoncurrentielles. L'article L. 134-16 du code de l'énergie dispose que le Président de la CRE saisit l'Autorité de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, le cas échéant dans le cadre d'une procédure d'urgence. Il peut également la saisir pour avis de toute question relevant de sa compétence. L'Autorité de la concurrence communique quant à elle à la CRE toute saisine entrant dans le champ de compétence de celle-ci, et peut également la saisir pour avis de toute question relative aux secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

Comme le souligne le Président de l'Autorité de la concurrence, *« l'Autorité de la concurrence et la CRE ont une action complémentaire s'agissant du développement de la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité. La CRE dispose des ressources permettant une surveillance étroite des marchés du gaz et de l'électricité. À travers son observatoire des marchés et son rapport de surveillance des marchés de détail, elle est notamment en mesure de conduire des enquêtes approfondies sur les niveaux de prix et les pratiques commerciales mis en œuvre par les opérateurs. L'Autorité de la concurrence, quant à elle, intervient surtout ex post pour sanctionner des pratiques contraires aux règles de concurrence. La CRE a donc indéniablement un rôle de « veille et de vigilance » à jouer en prévenant l'Autorité dès qu'est détecté un comportement suspect de la part des opérateurs du secteur. À ce titre, la mise en place de réunions régulières entre les services d'instruction de l'Autorité et les services de la CRE est à saluer⁶⁵ ».*

De même, la CRE est susceptible de saisir la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes des pratiques susceptibles de relever de sa compétence. L'articulation entre les missions de ces autorités est de nature à protéger les consommateurs.

⁶⁵ Rapport d'activité 2014 de la CRE, p. 53, « 2 questions à Bruno Lasserre, Président de l'Autorité de la concurrence ».

- **Méthodologie de la surveillance des marchés de détail exercée par la CRE en matière de pratiques des fournisseurs**

Le contexte de restructuration des marchés de détail provoquée par la fin de l'éligibilité d'une partie des clients aux TRV a incité la CRE à renforcer et systématiser son activité de suivi des politiques et pratiques commerciales des fournisseurs d'énergie. Dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail 2012-2013, publié en janvier 2014, la CRE indiquait qu'elle poursuivrait ses travaux et développerait des outils lui permettant d'assurer un suivi systématique des pratiques commerciales des fournisseurs.

La CRE a donc lancé en juillet 2014 un suivi mensuel des politiques commerciales des fournisseurs et réédité, début 2015, ses campagnes de consultation des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Ces travaux s'inscrivent dans le cadre des missions de surveillance confiées à la CRE par les articles L. 131-1, L. 131-2 et L. 134-18 du code de l'énergie. La CRE a demandé aux 12 principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel présents sur le segment des clients résidentiels de lui transmettre mensuellement l'ensemble des dispositions commerciales spécifiques mises en œuvre au cours du mois (encarts de journaux, mailing, publicités, etc.) ainsi que les scripts utilisés par les opérateurs téléphoniques et les commerciaux. L'objectif de cette surveillance continue des pratiques commerciales est de suivre l'élaboration et le lancement de nouvelles offres ainsi que de surveiller leur mise en place et la communication associée. Il s'agit de vérifier que la communication des fournisseurs n'induit pas de confusion pour le consommateur et n'entrave pas le développement de la concurrence sur les marchés de détail de manière indue. Par ailleurs, ce suivi mensuel permettra de mieux identifier et comprendre les évolutions sur les marchés de détail, en observant par exemple les effets d'une campagne intensive de communication.

La CRE recueille également des données sur les coûts des fournisseurs dans le cadre de ses analyses de leurs pratiques de prix. L'objectif de la collecte de ces données est de les analyser en regard des recettes correspondantes afin d'examiner la cohérence des offres avec les contraintes économiques et techniques et les conditions d'approvisionnement des fournisseurs, et de détecter le cas échéant des pratiques anticoncurrentielle - dont il appartiendrait au Président de la CRE de saisir l'Autorité de la concurrence. Compte tenu des ressources dont dispose la CRE pour accomplir ses missions, à la différence des éléments concernant les politiques commerciales, qui font l'objet d'une collecte mensuelle et systématique, les données relatives aux coûts des opérateurs, en dehors des résultats de la comptabilité dissociée des fournisseurs historiques, sont collectées dans le cadre d'analyses spécifiques. En 2014 et 2015, la CRE a ainsi demandé à plusieurs fournisseurs de lui transmettre des données sur l'ensemble des coûts supportés ainsi que la méthodologie de construction des prix pour la fourniture d'un segment de clientèle donné ou dans le cadre de réponses à des appels d'offres multi-sites.

3. Les pratiques de prix des fournisseurs

Certaines pratiques de fixation des prix pour la fourniture d'électricité ou de gaz sont susceptibles de porter atteinte au bon fonctionnement des marchés de détail. Parmi ces pratiques, certaines sont susceptibles d'être sanctionnées par l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, dans le contexte particulier de la suppression des tarifs réglementés de vente dans les deux énergies, qui concerne des segments de marché représentant respectivement 56 % et 73 % des volumes consommés sur les marchés de l'électricité et du gaz d'ici au 1^{er} juillet 2016, la CRE place au premier rang de ses priorités la réussite de la transition de tous les clients concernés de leur tarif actuel vers une offre de marché adaptée et, par voie de conséquence, porte une attention toute particulière aux offres de marché qui sont et seront proposées à ces clients par les fournisseurs historiques. La CRE tient par ailleurs à s'assurer que le comportement des fournisseurs ne porte pas atteinte au bon fonctionnement et à la transparence de ces marchés.

3.1. Les règles de droit de la concurrence applicables aux pratiques de prix des opérateurs

3.1.1. Les acteurs en position dominante ne peuvent se livrer à des pratiques de prix prédateurs ou de subventions croisées

Il y a prédation lorsqu'une « entreprise dominante adopte un comportement visant, en supportant délibérément des pertes ou en renonçant délibérément à des bénéfices à court terme, à évincer ou à pouvoir évincer un ou plusieurs de ses concurrents réels ou potentiels en vue de renforcer ou de maintenir son pouvoir de marché, portant de ce fait préjudice aux consommateurs » (Communication de la Commission Européenne relative aux pratiques d'éviction abusives⁶⁶). Si l'entreprise n'est pas dominante sur le marché en question, le constat d'une telle pratique sur un marché connexe⁶⁷ à celui sur lequel l'entreprise est dominante peut caractériser la présence d'un comportement prédateur.

Dans sa communication sur les pratiques d'éviction abusives, la Commission Européenne indique qu'elle vérifiera que l'entreprise dominante ne fixe pas des prix inférieurs à ses coûts afin de déterminer si un concurrent aussi efficace risque de se faire évincer par la pratique. Elle précise que « les critères de coûts que la Commission sera susceptible d'appliquer sont le coût évitable moyen (CEM) et le coût marginal moyen à long terme (CMMLT). Si le coût évitable moyen n'est pas couvert, il est probable que l'entreprise dominante sacrifie ses profits à court terme et qu'un concurrent aussi efficace ne peut satisfaire les consommateurs visés sans subir de pertes. Le CMMLT est généralement supérieur au CEM parce que, contrairement au CEM (qui ne comprend que les coûts fixes supportés pendant la période examinée), il inclut les coûts fixes propres au produit supportés pendant la période d'exercice des pratiques abusives présumées. Le fait que le CMMLT ne soit pas couvert indique que l'entreprise dominante ne couvre pas tous les coûts fixes (imputables) de la production du bien ou du service en cause et qu'un concurrent aussi efficace pourrait être évincé du marché ».

Définitions des coûts pris en compte dans l'examen des pratiques de prix des opérateurs

La Commission Européenne définit le coût évitable moyen (CEM) comme « la moyenne des coûts qui auraient pu être évités si l'entreprise n'avait pas produit une unité (supplémentaire), en l'occurrence celle qui aurait fait l'objet d'un comportement abusif ». Elle précise par ailleurs que « dans la plupart des cas, le coût variable moyen (CVM) et le CEM seront identiques, étant donné que seuls les coûts variables peuvent généralement être évités. Toutefois, lorsque le CVM et le CEM diffèrent, ce dernier reflète mieux un éventuel sacrifice : par exemple, si l'entreprise dominante devait développer ses capacités afin de pouvoir adopter un comportement prédateur, les coûts irrécupérables liés à cette capacité supplémentaire devraient être pris en considération aux fins de l'examen des pertes supportées par cette entreprise. Ces coûts seraient reflétés par le CEM, non par le CVM ».

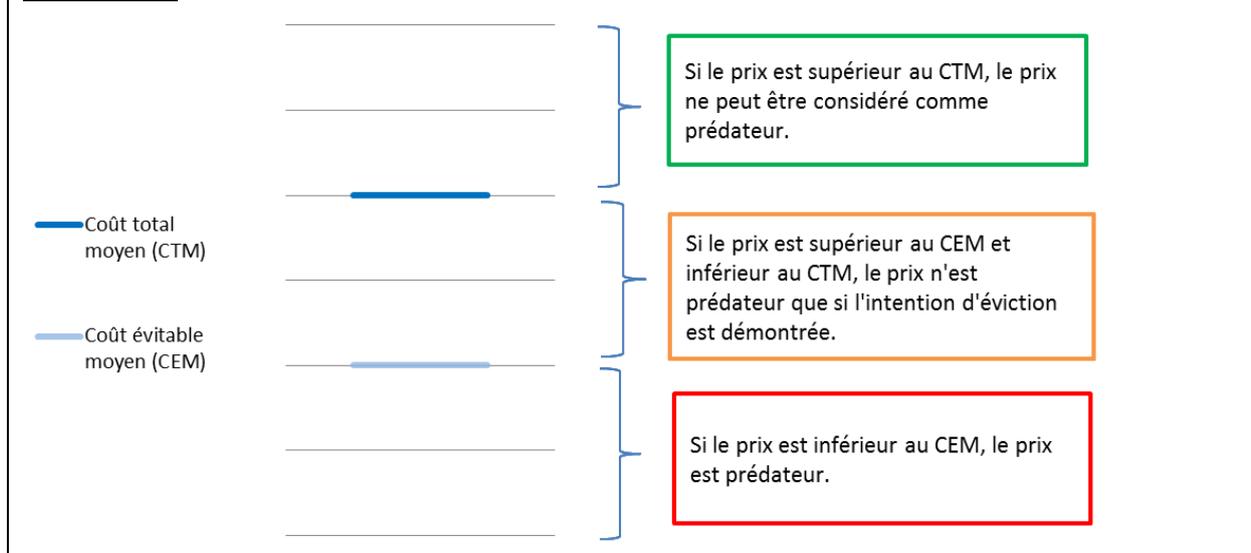
La Commission Européenne indique qu'elle est également susceptible d'appliquer le critère du coût marginal moyen à long terme (CMMLT). La Communication de la CE définit le coût marginal moyen à long terme (CMMLT) comme « la moyenne de tous les coûts (variables et fixes) qu'une entreprise supporte pour fabriquer un produit déterminé. Le CMMLT et le coût total moyen (CTM) sont de bons indicateurs l'un de l'autre ; ils sont identiques dans le cas des entreprises qui ne fabriquent qu'un seul produit ».

Le coût total moyen (CTM) comprend les coûts fixes et les coûts variables.

⁶⁶ [Communication de la Commission \(2009\) – Orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes.](#)

⁶⁷ Deux marchés sont dits connexes lorsqu'ils concernent des biens similaires.

Méthodologie de caractérisation d'une pratique de prédation adoptée par la Commission Européenne



Les subventions croisées se définissent comme l'utilisation de bénéfices, en particulier lorsqu'ils sont dégagés d'une activité monopolistique, pour subventionner un comportement prédateur sur un marché secondaire ou connexe.

3.1.2. Les fournisseurs ne peuvent pratiquer des prix de vente abusivement bas

En application de l'article L. 420-5 du code de commerce, « sont prohibées les offres de prix ou pratiques de prix de vente aux consommateurs abusivement bas par rapport aux coûts de production, de transformation et de commercialisation, dès lors que ces offres ou pratiques ont pour objet ou peuvent avoir pour effet d'éliminer d'un marché ou d'empêcher d'accéder à un marché une entreprise ou l'un de ses produits ».

Contrairement à la notion de prix prédateurs, celle de prix abusivement bas ne concerne pas uniquement les pratiques des entreprises en position dominante, comme l'indique la décision n° 04-D-10 du 1^{er} avril 2004 du Conseil de la concurrence⁶⁸. La surveillance exercée par la CRE s'agissant de cette pratique s'étend donc à tous les acteurs du marché de détail, y compris les fournisseurs alternatifs.

Si l'article L. 420-5 du code de commerce énumère la nature des coûts qu'il convient de prendre en compte pour qualifier une situation de prix abusivement bas, il ne précise cependant pas le seuil objectif à partir duquel l'infraction se trouve constituée. Suivant la jurisprudence européenne Akzo du 3 juillet 1991⁶⁹, le Conseil de la concurrence, puis l'Autorité de la concurrence, ont substitué à l'énumération fonctionnelle des coûts retenue par l'article L. 420-5 du code de commerce une distinction plus économique entre les coûts variables, les coûts fixes, et les coûts totaux.

Dans son avis n° 96-A-18⁷⁰, le Conseil de la concurrence indique ainsi que, pour apprécier le caractère abusivement bas d'un prix, « seront pris en considération les coûts variables, qui permettent de présumer un effet d'éviction. La référence aux coûts moyens totaux ne peut être effectuée que si la pratique de prix bas est accompagnée d'indices suffisamment sérieux, probants et concordants d'une volonté délibérée de capter la clientèle au détriment du concurrent. Cette volonté peut résulter des conditions dans lesquelles la pratique a été mise en œuvre, notamment lorsqu'elle relève d'un

⁶⁸ Décision n° 04-D-10 du Conseil de la concurrence du 1^{er} avril 2004 relative à des pratiques de la société UGC Ciné-Cité mises en œuvre dans le secteur de l'exploitation des salles de cinéma.

⁶⁹ Arrêt de la Cour (cinquième chambre) du 3 juillet 1991, AKZO Chemie BV contre Commission des Communautés européennes, Article 86 - Pratiques d'exclusion d'une entreprise dominante, Affaire C-62/86.

⁷⁰ Avis n° 97-A-18 du Conseil de la concurrence du 8 juillet 1997 relatif à une demande d'avis du ministre délégué aux finances et au commerce extérieur concernant l'application de l'article 10-1 de l'ordonnance au secteur du disque.

comportement qui s'écarte de la politique commerciale habituelle du distributeur et/ou parce qu'elle est clairement dirigée contre un concurrent ».

A contrario, dès lors que le prix est supérieur aux coûts variables, s'il n'est pas démontré que l'entreprise a poursuivi ou réalisé un objectif d'éviction de ses concurrents, l'entreprise ne peut pas être accusée de pratiquer des prix anormalement bas au regard de l'article L. 420-5 du Code de commerce⁷¹.

3.1.3. La CRE est attentive aux politiques de prix sélectifs qui pourraient être mises en œuvre par les fournisseurs en position dominante

Une pratique de prix sélectifs est une politique de prix bas appliqués de manière sélective par une entreprise en position dominante aux clients potentiels d'un concurrent.

Afin de détecter d'éventuelles pratiques de cette nature, Les services de la CRE ont lancé au début de 2015 une analyse approfondie des réponses apportées par EDF et ENGIE à certains appels d'offre lancés par des groupements de collectivités publiques. Ils ont notamment demandé aux deux opérateurs historiques de leur préciser la méthodologie de détermination du prix proposé dans leur réponse à ces appels d'offres, en particulier les niveaux des coûts commerciaux et les sources d'approvisionnement retenus pour la fourniture des sites concernés.

L'analyse de ces éléments est en cours à la date de rédaction du présent rapport.

3.2. Les règles de la comptabilité dissociée et l'interdiction des financements croisés

Analyser les prix pratiqués par les fournisseurs au regard des coûts qu'ils supportent suppose de pouvoir déterminer ces derniers avec exactitude. Dans le cas des fournisseurs historiques proposant à la fois des tarifs réglementés de vente et des offres de marché, la capacité à déterminer si un coût relève de la fourniture au titre des tarifs réglementés ou des offres de marché constitue donc un enjeu majeur.

L'article L. 111-84 du code de l'énergie dispose qu' « *Électricité de France ainsi que les entreprises locales de distribution tiennent une comptabilité interne qui doit permettre de distinguer la fourniture aux consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir librement leur fournisseur et la fourniture aux consommateurs finals n'ayant pas exercé ce droit* ». L'article L. 111-88 impose la même obligation aux entreprises gazières. L'article suivant précise que « *la Commission de régulation de l'énergie veille à ce que ces règles, périmètres et principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence* ».

Le code de l'énergie exclut explicitement toute prise en compte par les tarifs réglementés de vente de coûts relevant de la fourniture de clients en offre de marché. L'article L. 445-3 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leur droit prévu à l'article L. 441-1* ».

L'évolution de l'environnement économique dans lequel évoluent les fournisseurs appelle à renouveler régulièrement les réflexions autour des principes de comptabilité dissociée. En électricité, le passage du prix de marché en-dessous du prix de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) pose ainsi des questions sur le coût d'approvisionnement à prendre en compte pour déterminer les coûts d'EDF pour la fourniture d'électricité en offre de marché. En gaz, c'est l'évolution du portefeuille de clientèle d'ENGIE, avec la conversion rapide de clients auparavant aux tarifs réglementés en offre

⁷¹ Décision n° 04-D-10 du conseil de la concurrence du 1er avril 2004 relative à des pratiques de la société UGC Ciné-Cité mises en œuvre dans le secteur de l'exploitation des salles de cinéma.

de marché, qui incite à rouvrir la réflexion sur la clef de répartition utilisée pour l'affectation des coûts commerciaux entre les deux activités.

Consultations des fournisseurs : la dissociation comptable des activités de vente aux tarifs réglementés et en offre de marché des fournisseurs historiques

Afin de prévenir les risques de subventions croisées entre les activités de fourniture aux TRV et en offre de marché, le législateur a prévu une obligation de dissociation comptable pour les fournisseurs historiques, dont les principes sont approuvés par la CRE.

L'article L. 111-84 dispose qu' « Électricité de France ainsi que les entreprises locales de distribution tiennent une comptabilité interne qui doit permettre de distinguer la fourniture aux consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir librement leur fournisseur et la fourniture aux consommateurs finals n'ayant pas exercé ce droit ». L'article L. 111-86 précise que « la Commission de régulation de l'énergie veille à ce que ces règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ». Des dispositions similaires s'appliquent pour les fournisseurs historiques de gaz naturel. Ainsi, les délibérations de la CRE du 12 novembre 2014 et du 11 février 2010 approuvent les principes proposés respectivement par EDF et par ENGIE pour l'établissement de comptes dissociés pour les activités de fourniture entre clients finals aux tarifs réglementés et clients finals en offre de marché.

Les principes de comptabilité dissociée retenus pour EDF prévoient que les coûts de production sont constitués du prix de l'ARENH pour la part ruban (fourniture électrique de base), d'un complément d'achat marché et du coût de l'aléa climatique. Si le prix de l'ARENH est bien la référence retenue dans cette comptabilité dissociée pour l'évaluation du coût de la part ruban, un fournisseur consulté regrette toutefois que la loi n'oblige pas explicitement EDF à commercialiser ses offres de marché en utilisant le prix de l'ARENH comme référence.

Au sujet des coûts commerciaux, certains fournisseurs estiment que seule une séparation fonctionnelle des activités commerciales de vente aux TRV et en offre de marché permettrait de garantir la bonne application des principes de dissociation comptable.

Plusieurs fournisseurs proposent de plus une dissociation des périmètres d'équilibre, arguant que la mutualisation des portefeuilles des deux types de clientèle permet aux fournisseurs historiques de bénéficier de gains d'optimisation dus au foisonnement et à des effets d'échelle.

3.3. Application du cadre de surveillance aux pratiques de prix mises en œuvre par les fournisseurs

La CRE porte une attention particulière aux offres de marché proposées aux clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente, en particulier celles des fournisseurs historiques.

3.3.1. La CRE analyse les prix des offres de marché d'ENGIE au regard de ses coûts, notamment dans le cas des appels d'offres

Les résultats de la comptabilité dissociée d'ENGIE au titre des exercices 2012, 2013 et 2014 ont attiré l'attention des services de la CRE. Une analyse approfondie est en cours afin de déterminer si le niveau des offres de marché d'ENGIE est cohérent avec les conditions économiques de l'opérateur.

L'analyse des pratiques de prix mises en œuvre par les opérateurs nécessite en premier lieu de définir les marchés pertinents sur lesquels celles-ci sont susceptibles d'être observées. La CRE examine les méthodes utilisées par ENGIE pour construire le prix des offres de marché qu'elle propose aux clients professionnels. Elle analyse notamment ses réponses à certains appels d'offres lancés par des clients multi-sites ou des groupements d'acheteurs.

3.3.2. La CRE analyse les prix des offres de marché d'EDF au regard de ses coûts, notamment dans le cas des appels d'offres

Le 12 novembre 2014, la CRE a délibéré sur les principes de dissociation comptable de fourniture d'électricité d'EDF entre les clients aux tarifs réglementés de vente et ceux en offre de marché. L'article L. 111-86 prescrit que « la Commission de régulation de l'énergie veille à ce que ces règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ».

La CRE instruira les résultats de cette dissociation comptable dès transmission des données relatives à l'exercice 2014, qui sera le premier exercice concerné par l'examen de la comptabilité dissociée.

Comme sur le marché du gaz, la CRE apporte une attention particulière aux offres de marché par l'opérateur historique proposées aux clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente.

Elle examine dans ce contexte la réponse d'EDF à certains appels d'offres lancés par des clients multi-sites ou des groupements d'acheteurs. La méthodologie de détermination du prix de vente proposé par EDF, en particulier le calcul du coût d'approvisionnement, du coût des risques couverts et de l'accès au marché ainsi que des coûts commerciaux retenus est en cours d'analyse à la date de publication du présent rapport.

3.3.3. La CRE est également attentive aux offres des fournisseurs alternatifs

Auparavant organisés en un monopole public, les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel sont ouverts à la concurrence sur l'ensemble des segments depuis 2007.

Un nouvel entrant ayant pour objectif de gagner rapidement des parts de marché afin d'atteindre une taille critique pourrait adopter une stratégie commerciale agressive, notamment en termes de prix.

Comme indiqué dans le paragraphe 3.1.2 de la présente section, la référence de coûts utilisée pour déterminer le caractère abusivement bas d'un prix est en premier lieu le coût variable. L'activité de fourniture d'énergie permet d'identifier avec certitude deux types de coûts variables : le coût de l'énergie et la part variable du tarif d'acheminement. Hormis les coûts clairement identifiés comme fixes, comme la part fixe du tarif d'acheminement, les autres coûts supportés par un fournisseur doivent faire l'objet d'un examen au cas par cas. Ainsi, les coûts commerciaux se répartissent entre coûts fixes et variables.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de détail, la CRE s'assurera, en ce qui concerne les fournisseurs alternatifs, de la cohérence des offres proposées avec les contraintes économiques des fournisseurs, à l'aune des principes du droit de la concurrence applicables en matière de prix abusivement bas.

4. Analyse des pratiques commerciales mises en œuvre par les fournisseurs

4.1. Les offres et le marketing

Sur la base des réponses apportées par les fournisseurs à l'occasion des consultations menées par la CRE début 2015, la partie suivante présente leurs pratiques commerciales et fait apparaître les différences, en termes d'arguments de vente ou de moyens de prospection de nouveaux clients, entre les fournisseurs historiques et alternatifs ou selon les segments de clientèle visés.

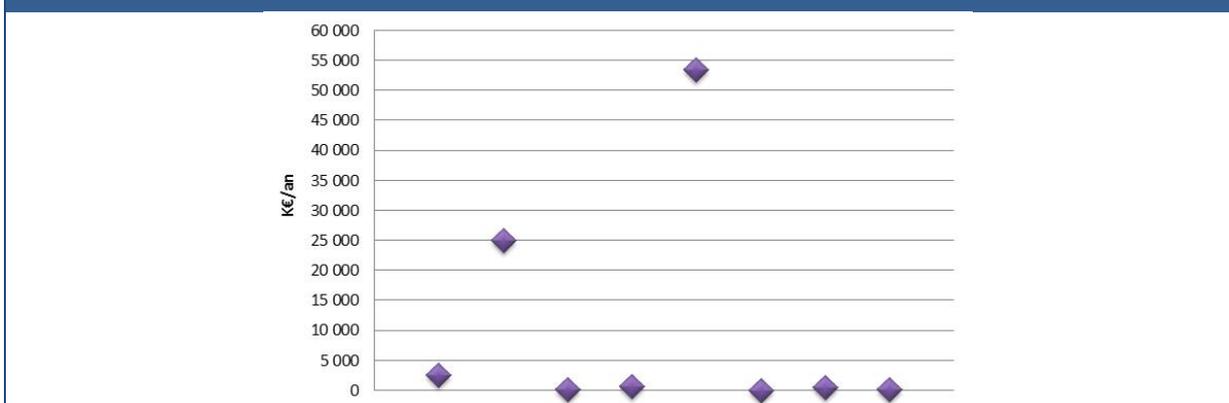
4.1.1. Les fournisseurs alternatifs mettent en avant la compétitivité de leurs offres, les historiques leur proximité avec les clients

Tous les fournisseurs se sont exprimés sur leurs pratiques de vente et de marketing. À travers leurs réponses, on note une différence entre les arguments de vente utilisés par les fournisseurs alternatifs et historiques. Les fournisseurs alternatifs essaient de convaincre les clients en mettant en avant la

compétitivité de leurs offres, de l'expertise et du conseil, des économies d'énergie potentielles ou encore des accompagnements pour aider les clients à réduire leurs factures d'énergie. Les fournisseurs historiques se basent quant à eux sur la proximité avec les clients, la relation personnalisée (surtout les ELD pour les clients non résidentiels), la qualité et l'efficacité du service client ou encore l'expertise métier. Par contre, tous utilisent des arguments similaires en ce qui concerne les grands clients industriels en mettant en avant la proximité avec le client, souvent avec un interlocuteur commercial dédié, l'accompagnement du client pour améliorer sa compétitivité et son expertise et l'accompagnement en efficacité énergétique.

En revanche, les calendriers de mise en œuvre des campagnes de communication, spécifiques pour chaque segment de clientèle, sont identiques pour tous les fournisseurs. De manière générale, les périodes privilégiées pour des campagnes publicitaires à l'intention des clients non résidentiels sont l'automne et le printemps, correspondant à la sortie des prix hiver et à la sortie des prix été. Pour les clients résidentiels, les périodes préférées par les fournisseurs sont le deuxième et le troisième trimestre de l'année, périodes de forte mobilité des clients résidentiels. Les déménagements représentent en effet un moment clé dans la gestion des contrats des fournisseurs, notamment des fournisseurs historiques, comme développé dans la partie 4.2 de la présente section. Toutefois, certains fournisseurs ajoutent que des campagnes de communication sont nécessaires tout au long de l'année afin d'assurer la notoriété de la marque. Enfin, la plupart des ELD et des fournisseurs spécialisés sur le haut de portefeuille ne font pas de campagnes publicitaires.

Figure 111. Budget des fournisseurs consacré à des campagnes publicitaires en 2014 (en k€/an)



Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

4.1.2. L'acquisition de nouveaux clients en offre de marché implique un coût de prospection, contrairement à l'activité de vente aux tarifs réglementés

On observe différentes méthodes de démarchage selon le segment de clients et le type de fournisseur. Sur le segment des clients résidentiels, les fournisseurs historiques déclaraient, lors des consultations menées début 2015 par la CRE, ne pas avoir recours à de la prospection commerciale mais répondre simplement aux sollicitations des clients qui les appellent directement, notamment à l'occasion de déménagements, à l'exception d'ENGIE qui déclarait pratiquer le démarchage auprès des particuliers par téléphone, courrier, courrier électroniques et porte-à-porte.

Pour les fournisseurs alternatifs, le démarchage des clients est une action essentielle pour accroître leur portefeuille. Afin de démarcher de nouveaux clients, ils ont recours à des appels téléphoniques ou encore à du porte à porte. Certains fournisseurs achètent des fichiers de prospects à des « brokers » de données afin de démarcher de nouveaux clients particuliers ou professionnels. Certains ont également développé des partenariats avec des enseignes de la grande distribution qui commercialisent leurs contrats d'électricité et/ou de gaz naturel.

L'acquisition des clients représente donc un coût pour les fournisseurs alternatifs. Ce coût est susceptible d'être affecté par plusieurs facteurs, notamment par l'accessibilité ou non des fichiers des clients des fournisseurs historiques.

Les fournisseurs ont des méthodes de démarchage similaires sur le segment des clients non résidentiels, en particulier pour les grands sites industriels. Ces grandes entreprises se voient démarchées par téléphone ou par une visite physique. Certains fournisseurs passent aussi par un prestataire de télévente. Pour les très grands clients et les collectivités, les fournisseurs participent à des appels d'offres, notamment pour les clients multi-sites.

Les ELD se démarquent des autres fournisseurs par leur forte participation aux salons et forums dédiés aux acheteurs ou la participation à des colloques régionaux pour développer leur notoriété.

Consultation des fournisseurs : les difficultés des fournisseurs alternatifs pour pénétrer le marché

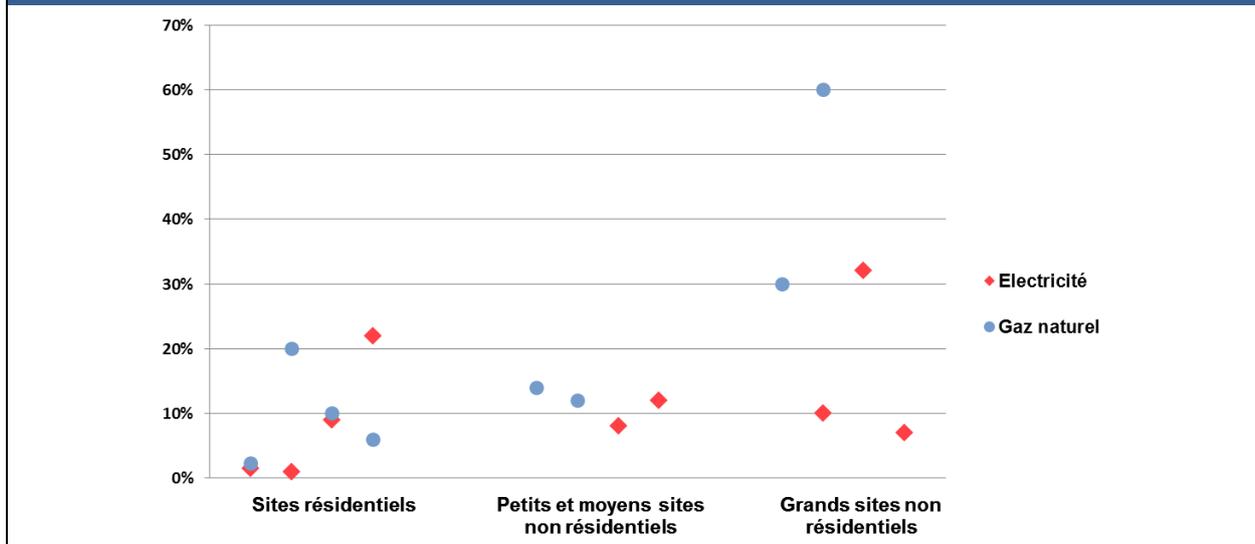
La principale difficulté mise en avant par les fournisseurs alternatifs pour conquérir de nouveaux marchés est l'absence, selon eux, d'espace économique leur permettant de proposer un prix plus intéressant que le tarif réglementé de vente. Même si la réversibilité est de nature à rassurer un client résidentiel quant à sa capacité à revenir au tarif réglementé en cas de changement de fournisseur, ils considèrent l'existence même de ces tarifs comme un frein important à leur développement et, par là, au développement des marchés, car ils laissent croire aux clients que ce tarif présente une protection. Tous les fournisseurs alternatifs ont mis en avant les pratiques de confusion mises en œuvre par les fournisseurs historiques entre les offres de marché et les offres aux TRV. L'attachement très fort des consommateurs français aux fournisseurs historiques, le réflexe de faire appel à eux en premier, surtout en électricité, lors d'un déménagement, représentent également des barrières à l'entrée. Selon les fournisseurs alternatifs, les clients se tournent le plus souvent vers les fournisseurs qu'ils connaissent le mieux historiquement car ils craignent une moins bonne qualité de service ou une moins bonne qualité de fourniture.

Les fournisseurs alternatifs retrouvent des difficultés similaires en ce qui concerne leur développement sur le marché non résidentiel. Pour les grands clients non résidentiels, la conquête des marchés est freinée par le manque de données commerciales sur les clients, la faible contestabilité des tarifs jaunes et verts, l'absence de visibilité sur le prix de l'ARENH et ses clauses contractuelles (modulation, monotonie...). Les fournisseurs alternatifs indiquent que l'agressivité commerciale des fournisseurs historiques sur les sites sortant des tarifs réglementés de vente, conjuguée à l'accès tardif aux données de consommation des sites pour les fournisseurs alternatifs a ralenti le développement de ces derniers sur ce segment.

4.1.3. Les clients sont plus difficiles à conserver en portefeuille en gaz qu'en électricité et sur le segment des grands sites non résidentiels

Le taux d'attrition, ou taux de *churn*, est un indicateur qui permet de mesurer le phénomène de perte de clientèle ou d'abonnés. Il correspond au ratio du nombre de clients perdus sur le nombre total de clients, mesuré sur une période donnée, ici l'année. La Figure 112 représente le taux d'attrition dans les deux énergies de différents fournisseurs, en fonction du segment de clientèle.

Figure 112. Ventilation du taux d'attrition des différents fournisseurs en fonction du segment de clientèle



Source : fournisseurs - Analyse : CRE

La Figure 112 met en évidence une grande disparité du taux d'attrition selon les fournisseurs, l'énergie considérée et la typologie du client.

Le taux d'attrition est plus élevé sur les grands sites industriels que sur les petits et moyens sites non résidentiels ou résidentiels, en particulier en gaz naturel du fait de la forte concurrence qui s'exerce sur ce segment. Par ailleurs, ces clients remettent généralement en concurrence leur contrat de fourniture chaque année et sont dès lors très mobiles.

D'autre part, certains fournisseurs consultés par la CRE ont expliqué que le taux d'attrition sur le segment résidentiel était généralement plus élevé en gaz naturel qu'en électricité. Le client y est en effet plus difficile à fidéliser en particulier dans le contexte d'un déménagement où le maintien du fournisseur dépend fortement de la présence ou non du gaz dans le nouveau logement.

D'autres fournisseurs soulignent que ce sont généralement les clients qu'ils ont le plus récemment conquis (présentant une ancienneté de moins d'un an dans leur portefeuille) qui sont les plus mobiles, pour deux raisons :

- un manque d'information des fournisseurs alternatifs pour établir une estimation précise de la consommation du client et un échéancier de facturation adapté. Les clients, mécontents de ces mauvaises estimations, n'hésiteraient pas alors à changer de fournisseur rapidement.
- des actions de reconquête des clients (« win-back ») menées par les fournisseurs historiques (cf. partie 4.4 de la présente section) quelques mois après leur basculement chez un fournisseur alternatif.

4.2. Lors des déménagements, les fournisseurs historiques profitent de leur avantage dans l'énergie historique pour conquérir des parts de marché dans l'autre énergie

- **L'avantage des fournisseurs historiques lors des mises en service**

Très souvent, les clients ne sont pas suffisamment informés sur l'ouverture des marchés et le choix possible entre différents fournisseurs et différentes offres. Dans la plupart des cas, lors d'un déménagement, le client a le réflexe d'appeler le fournisseur historique en électricité pour souscrire son contrat de fourniture d'électricité. Un grand nombre de consommateurs français a encore un

attachement très fort aux fournisseurs historiques, surtout en électricité, et n'est pas suffisamment informé de l'ouverture des marchés et de l'existence de fournisseurs alternatifs, pouvant parfois proposer des prix plus attractifs. Selon la 8^{ème} édition du Baromètre publié par énergie-info en octobre 2014, 50 % des foyers consommateurs d'électricité savent qu'ils peuvent changer de fournisseur d'électricité. Ce chiffre s'élève à 54 % pour le gaz naturel. En ce qui concerne la distinction par les consommateurs des missions des différents acteurs, notamment entre fournisseurs et distributeurs, celle-ci demeure assez floue. Ils confondent encore très souvent l'opérateur historique en électricité EDF avec le gestionnaire du réseau de distribution ERDF. Au surplus, dans l'esprit d'une partie significative des consommateurs (30 % environ), en octobre 2014, EDF et GDF Suez (aujourd'hui Engie) sont toujours une seule et même entreprise, alors que les deux entreprises sont juridiquement et patrimoniallement distinctes et que ces fournisseurs sont en concurrence. À cela s'ajoute une méconnaissance des tarifs réglementés de vente, 48 % des consommateurs pensant que ces tarifs réglementés sont proposés par tous les fournisseurs et 69 % pensant qu'on peut obtenir ce tarif pour les deux énergies chez le même fournisseur.

Ceci explique que, lors des emménagements, les consommateurs contactent de façon préférentielle les fournisseurs historiques. Ceci est d'autant plus évident en électricité, les consommateurs considérant souvent la mise en service de l'électricité comme prioritaire.

Le cas de la démarche commerciale d'EDF lancée auprès de clients particuliers ayant souscrit un nouveau contrat de fourniture chez eux témoigne de sa volonté de capter ou conserver les clients lors des emménagements. A deux reprises, en décembre 2013 puis entre septembre et décembre 2014, EDF a envoyé des courriers aux clients ayant souscrit un contrat chez EDF lors d'un emménagement. Ce courrier, évoqué au paragraphe 4.5, contient, outre le guide « EDF & MOI », un autocollant « à *placer près de votre compteur ou de votre tableau électrique* », où figurent le numéro de point de livraison du client, le numéro du conseiller EDF ainsi que les numéros de téléphone de dépannage des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (ERDF) et de gaz (GRDF). Cet autocollant constitue une publicité pour EDF, susceptible d'inciter tout nouveau client arrivant dans le logement à appeler le numéro du conseiller EDF, situé idéalement à côté du compteur, pour sa mise en service. Ce phénomène est d'autant plus probable que les consommateurs sont encore peu nombreux à savoir qu'EDF n'est pas le seul fournisseur d'électricité en France.

- **L'utilisation des mises en service pour la proposition d'offres duales par les fournisseurs historiques**

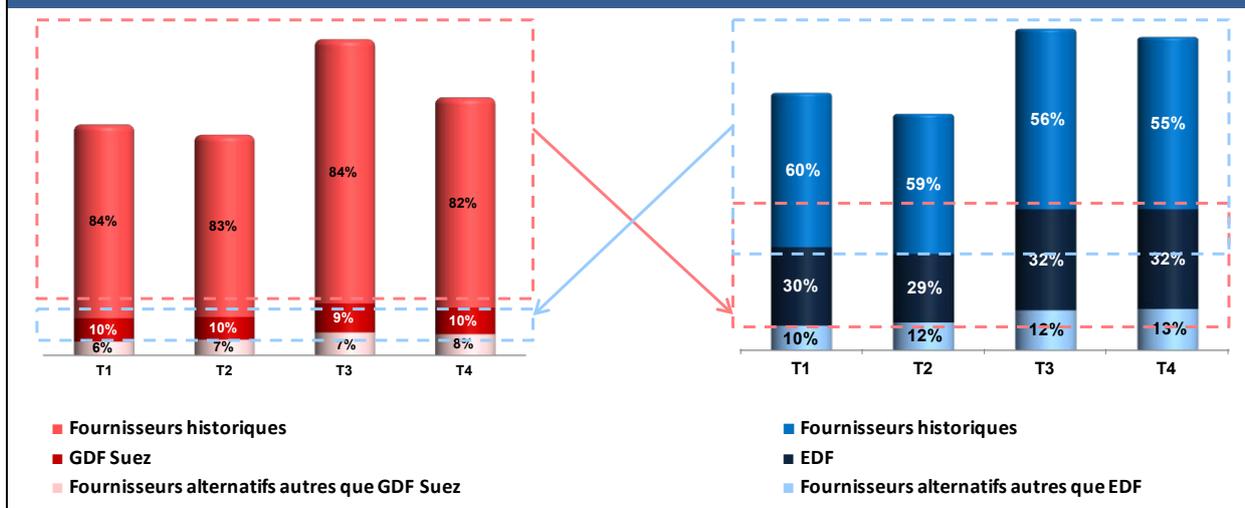
Le fournisseur historique profite de l'appel du consommateur pour une mise en service en électricité (souvent au tarif réglementé de vente) pour lui proposer concomitamment un contrat en gaz naturel (en offre de marché). Indépendamment du prix de l'offre de fourniture de gaz naturel (les offres de gaz naturel du fournisseur historique d'électricité ne sont pas nécessairement les moins chères du marché), le consommateur est souvent tenté de souscrire des contrats pour les deux énergies chez ce fournisseur par méconnaissance du marché ou par souci de simplicité afin de ne disposer que d'un seul interlocuteur pour les deux énergies. Il est à noter que près de 30 % des clients résidentiels qui sont en offre de marché gaz ont souscrit un contrat chez EDF.

A cela s'ajoute le fait, comme le démontre le Baromètre, que 62 % des consommateurs préfèrent avoir un seul et unique fournisseur pour les deux énergies. Même si les offres pour les deux énergies proposées par un seul et même fournisseur ne sont pas les plus avantageuses sur le marché, les clients choisissent la simplicité et la facilité d'avoir un interlocuteur et une facture unique.

Les fournisseurs privilégient les périodes de fort déménagement (pendant les mois de juin, juillet et septembre) pour lancer leurs nouvelles offres ou pour mener des campagnes publicitaires auprès des clients résidentiels. Le déménagement étant un moment clef pour les fournisseurs historiques dans la gestion des contrats, ceux-ci profitent de cette période pour capter de nouveaux clients, souvent dans les deux énergies.

La Figure 113, qui présente les mises en service en électricité et en gaz naturel, permet de mettre en évidence les offres bi-énergies proposées aux clients qui contactent les fournisseurs historiques lors d'une mise en service. En comparant ces chiffres de mises en service avec ceux des changements de fournisseur, on constate que la part des fournisseurs historiques, dans ce dernier cas, est beaucoup plus faible. Au cours du dernier trimestre de 2014, 82 % des mises en service en électricité ont été effectuées par un fournisseur historique. Par contre, seulement 6 % des changements de fournisseur en électricité ont été réalisés par un fournisseur historique. Ceci tend à montrer que les clients qui entreprennent la démarche de se renseigner sur les différentes offres et les différents fournisseurs existants sur le marché prennent le temps de comparer les offres, au contraire d'un client résidentiel contactant le fournisseur historique par réflexe dans la précipitation du déménagement.

Figure 113. Evolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2014, en électricité et en gaz naturel



Source : GRD, GRT - Analyse : CRE

Les fournisseurs historiques ont une démarche de communication spécifique pour les cas de déménagement. Ils envoient régulièrement à leurs clients des courriels ou des courriers spécifiques au déménagement pour leur proposer des offres dans les deux énergies et ainsi capter ces clients sur les deux marchés.

L'Autorité de la Concurrence a relevé qu'EDF proposait des offres bi-énergies lors des mises en service en électricité. Dans son avis n°13-A-09 du 25 mars 2013 concernant un projet de décret relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, l'Autorité de la Concurrence indique qu'EDF « recrute notamment ses nouveaux clients gaz lors des mises en service pour l'électricité, c'est-à-dire lorsque que le consommateur déménage dans un nouveau lieu de consommation. Quand le local est alimenté en gaz et que le consommateur contacte EDF pour faire la mise en service de son compteur électrique, EDF est en mesure de bénéficier du faible degré d'information du client en lui proposant une offre dite « duale » (gaz et électricité) où l'offre gaz est proposée à un prix supérieur au montant des TRV gaz ». Ce constat, ainsi que d'autres éléments de marché relevés par l'Autorité de la concurrence, lui a permis de conclure que « le marché de la fourniture de gaz en France connaît actuellement des dysfonctionnements qui nuisent à la fois à la compétitivité des entreprises françaises et au pouvoir d'achat des ménages français ».

Les scripts spécifiques aux emménagements utilisés par les conseillers clientèle montrent que les fournisseurs proposent les deux énergies aux clients qui ont appelé pour souscrire un contrat uniquement dans l'énergie historique, même si le client avait déjà fait le nécessaire pour son contrat électricité ou gaz chez un autre fournisseur. L'argument de la simplicité, à travers une facture et un interlocuteur uniques, intervient là encore en premier lieu.

Cette pratique de communication de l'opérateur historique est de nature à renforcer l'impact de l'avantage que les opérateurs historiques tirent de certains actifs ou moyens communs à la fourniture aux tarifs réglementés et aux offres de marché dans l'autre énergie : marque, fichier, supports et équipe commerciale.

L'Autorité de la concurrence examine les questions posées par ce type de pratiques dans le cadre des procédures engagées par Direct Energie et UFC-Que Choisir contre ENGIE. La CRE reste particulièrement attentive à la situation des autres fournisseurs historiques auxquels, pour le bon fonctionnement des marchés de l'énergie, les principes posés dans le cadre de cette procédure devront être appliqués lorsqu'ils ont des pratiques comparables à celles d'ENGIE. En tout état de cause, pour le bon fonctionnement des marchés, la CRE estime que les fournisseurs historiques devraient faire cesser les pratiques qui mettent en œuvre, de façon manifeste, une confusion de moyens, et utilisent un avantage non reproductible par leurs concurrents ou sont de nature à induire les consommateurs en erreur.

Recommandation 1 : la CRE demande aux fournisseurs historiques de cesser, d'une part, de joindre des documents de prospection commerciale aux envois liés aux tarifs réglementés de vente et, d'autre part, d'envoyer des documents communs concernant une offre de fourniture d'une énergie au tarif réglementé et de l'autre en offre de marché.

Les démarches à accomplir lors d'un déménagement

Lors d'un déménagement, un client résidentiel doit d'abord informer son/ses fournisseur(s) du jour de son départ et demander une résiliation de son contrat de fourniture d'électricité et, le cas échéant, de gaz naturel auprès de son/ses fournisseur(s). Le jour de son départ, le client doit relever les compteurs et transmettre les index au(x) fournisseur(s) concerné(s) qui ensuite lui enverront la facture de résiliation. Avant l'emménagement dans un nouveau logement, le client doit prendre contact avec le fournisseur de son choix pour souscrire un contrat. Le client peut trouver une liste des fournisseurs nationaux sur le site www.energie-info.fr et/ou utiliser le comparateur d'offres sur le même site, afin de trouver l'offre qui lui convient le mieux.

A l'occasion de démarches administratives, notamment lors d'un emménagement, un client peut se voir demander de fournir un justificatif de domicile. L'administration indique souvent qu'un tel justificatif peut être une « facture EDF » ou « GDF ». Ceci participe à la mauvaise connaissance par les consommateurs de l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité.

Justificatifs de domicile demandés par les administrations sous forme de facture EDF ou GDF

La CRE constate des mentions récurrentes d'« EDF » et de « GDF » dans divers documents administratifs (papier ou site internet), notamment pour la production de justificatifs de domicile. Certaines administrations territoriales et centrales, et leurs services déconcentrés, demandent des « factures EDF » ou des factures « EDF-GDF » en lieu et place d'une facture d'électricité ou d'une facture de gaz naturel.

A titre d'exemple, le site Internet.service-public.fr fait mention d'une « facture EDF » comme justificatif de domicile pour une demande de carte de famille nombreuse. Certains services de préfecture utilisent la même mention pour une demande de carte professionnelle de conducteur de voiture de tourisme.

Cette mise en valeur privilégiée par l'administration des seuls fournisseurs EDF et ENGIE

(précédemment GDF Suez) au détriment des fournisseurs concurrents est susceptible d'entraver le bon fonctionnement du marché.

En conséquence, la CRE ne peut qu'inviter les administrations concernées à ne pas utiliser le terme « facture EDF » ou « facture EDF-GDF » dans leurs documents administratifs et à utiliser les termes génériques « facture d'électricité » ou « facture de gaz naturel ».

Recommandation 2 : la CRE recommande aux administrations concernées la substitution des termes « facture EDF » et « facture GDF » par les termes « facture de votre fournisseur d'électricité ou de gaz » dans les documents administratifs pour la production de justificatifs de domicile.

4.3. Les campagnes commerciales mises en œuvre par les fournisseurs historiques

4.3.1. *La campagne commerciale mise en œuvre par ENGIE à la fin de l'année 2014 illustre sa stratégie commerciale de conversion des clients aux tarifs réglementés de vente en offre de marché*

Au mois de décembre 2014, ENGIE a lancé une campagne de publicité d'envergure faisant la promotion d'une offre de marché à prix fixe pendant trois ans, relayée notamment à la radio. La CRE a constaté que cette publicité entretenait la confusion du consommateur entre tarifs réglementés de vente et offre de marché, dans la mesure où elle mélange la baisse du TRV gaz avec la promotion de l'offre d'ENGIE à prix fixe 3 ans : « *En décembre le tarif du gaz diminue, en plus GDF Suez DolceVita vous fait bénéficier de ce prix bas pendant 3 ans* ».

La CRE a également reçu une copie d'un courrier du fournisseur ENI, en date du 22 décembre 2014, mettant en demeure la société ENGIE « *de cesser sans délai la diffusion des messages publicitaires et l'utilisation de l'argumentaire commercial précités* ». Dans sa mise en demeure, ENI dénonce l'argumentaire commercial utilisé par les conseillers d'ENGIE qui « *apparaissent trompeurs à plusieurs égards* », notamment en laissant croire aux clients que l'offre à prix fixe trois ans d'ENGIE leur permettrait d'échapper à la hausse de 1,8 % de janvier 2015, due uniquement à une augmentation de la TICGN (taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel, applicable aux tarifs réglementés comme aux offres de marché), et que les TRV connaissent une tendance haussière sur l'ensemble de l'année 2014 et continueront à augmenter en 2015. ENI estime que « *la diffusion de tels messages, dont le caractère trompeur est avéré, est d'une particulière gravité dans le contexte de l'application des mesures conservatoires prononcées par l'Autorité de la Concurrence* » et que « *GDF Suez cherche ainsi à accélérer la migration de ses clients aux TRV vers ses propres offres de marché au moyen de procédés abusifs et déloyaux, et par conséquent à vider de leur sens les mesures conservatoires qui lui ont été imposées* ».

Par un courrier en date du 18 décembre 2014 la CRE a demandé à ENGIE de lui transmettre tout élément d'explication sur les objectifs et les cibles de cette action commerciale. Les services de la CRE avaient recueilli au préalable des éléments provenant de clients résidentiels aux tarifs réglementés de vente ne s'étant pas opposés à la transmission de leurs données de consommation aux fournisseurs alternatifs et témoignant d'une action commerciale, éventuellement ciblée. Dans son courrier de réponse, ENGIE a affirmé ne pas avoir ciblé particulièrement ces clients. Dans sa réponse, ENGIE a également fourni l'ensemble des scripts et supports commerciaux utilisés au cours du mois de décembre 2014.

La CRE a constaté que ces scripts prévoyaient que les conseillers ENGIE devaient systématiquement rappeler aux clients résidentiels la possibilité de s'opposer à la transmission de leurs données aux fournisseurs alternatifs lorsqu'ils ne souhaitaient pas contractualiser l'offre de marché proposée. Cette

possibilité était par ailleurs portée à la connaissance des intéressés par lettre ou par courrier électronique.

4.3.2. EDF fait valoir sa connaissance des profils de consommation héritée de sa base de données historique comme argument commercial

Au cours du mois de mars 2015, la société EDF a lancé une campagne publicitaire d'ampleur dans la presse écrite et à la radio, à destination des clients professionnels aux tarifs réglementés de vente concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés au 31 décembre 2015. Cette campagne visait à sensibiliser les clients professionnels à la suppression de leurs tarifs et à la nécessité de choisir une offre de marché avant la fin de l'année 2015 et insistait notamment sur l'importance d'une offre adaptée au profil de consommation : « *les entreprises concernées devront avoir signé avant cette date, un nouveau contrat en offre de marché, auprès du fournisseur de leur choix, avec la nécessité d'une offre adaptée à leur profil de consommation* ».

La CRE a estimé que la communication commerciale d'EDF contrevenait au bon fonctionnement et à la transparence du marché de l'électricité dans la mesure où elle reposait sur la connaissance des profils de consommation des clients alors que la transmission des données de consommation aux fournisseurs alternatifs n'avait pas encore eu lieu et que la CRE n'avait obtenu que des données préliminaires sur la nature de ces données. D'autre part, cette campagne publicitaire visait singulièrement les clients aux tarifs réglementés de vente de l'électricité concernés par l'échéance du 31 décembre 2015 – notamment, les clients ayant exercé l'option afin que leurs données de consommation ne soient pas transmises aux fournisseurs alternatifs, et ce alors qu'EDF avait indiqué à la CRE ne pas faire de proposition commerciale à ces clients.

Le 25 mars 2015, le collège de la CRE a procédé à l'audition d'EDF afin de lui faire part de ses réserves à l'égard de cette démarche. La CRE a rappelé à EDF son engagement de transmettre aux fournisseurs alternatifs les données de consommation des clients concernés par la fin des TRV. Elle lui a demandé de procéder à cette communication dans les meilleurs délais et d'inclure, en complément, les courbes de charge des clients télérelevés. La CRE a demandé à EDF de suspendre la communication commerciale d'EDF Entreprises à destination des clients concernés tant que les fournisseurs alternatifs n'étaient pas en mesure d'accéder effectivement aux données de consommation incluant les courbes de charge. En conséquence, depuis le 26 mars 2015, EDF transmet aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande les données de consommation des clients concernés par la fin des TRV. Les courbes de charges des clients télérelevés ont été mises à la disposition des fournisseurs alternatifs par EDF à compter du 30 juin 2015.

4.4. La CRE analyse la pratique de « win-back », ou reconquête d'un client perdu, mise en œuvre par ENGIE

La reconquête de clients consiste pour un opérateur économique à chercher à récupérer les clients l'ayant quitté pour un concurrent. Certains marchés sont plus susceptibles que d'autres de faire l'objet de reconquête⁷². La fourniture d'électricité et de gaz, tout comme la fourniture de services de télécommunications, sont des marchés où les politiques de reconquête peuvent particulièrement s'exprimer. Comme le souligne l'Autorité de la concurrence, la « *bataille pour la conquête de la clientèle est le moteur de la concurrence. Elle est a priori donc saine et souhaitable, sous réserve qu'elle s'opère de manière loyale et par les mérites des opérateurs. Néanmoins, cette lutte pour la conquête de la clientèle n'autorise pas tous les comportements, surtout de la part d'une entreprise qui, détenant une position dominante sur un marché, encourt une responsabilité particulière* »⁷³.

⁷² Décision n° 13-D-20 du 17 décembre 2013 relative à des pratiques mises en œuvre par EDF dans le secteur des services destinés à la production d'électricité photovoltaïque, § 402.

⁷³ Décision n° 09-D-24 du 28 juillet 2009 relative à des pratiques mises en œuvre par France Télécom sur différents marchés de services de communications électroniques fixes dans les DOM, §207.

Dans le cadre de la décision n° 14-MC-02 du 9 septembre 2014 relative à une demande de mesures conservatoires présentée par la société Direct Energie dans les secteurs du gaz et de l'électricité, l'Autorité de la concurrence retient que *« les pièces du dossier révèlent que GDF Suez met en œuvre des pratiques de « winback » afin de tenter de reconquérir les clients perdus et dont on peut présumer que, pour une grande part, ces clients étaient en offres TRV. Direct Energie a joint à sa saisine des exemples de courriers envoyés par GDF Suez à d'anciens clients où figurent des propositions commerciales préremplies et leur proposant des offres de marché gaz et des offres de marché électricité. [...] Il ressort donc de l'instruction, au stade où celle-ci a été menée, que GDF Suez utilise l'ensemble des moyens issus des activités du service public (équipes commerciales, sites internet, marques, et fichiers des clients aux TRV) pour commercialiser des offres de marché de gaz et d'électricité ».*

Considérant que les avantages tirés de l'utilisation des fichiers clients n'étaient pas répliquables dans des conditions raisonnables par les concurrents, l'Autorité de la concurrence a enjoint à ENGIE (précédemment GDF Suez) de rendre accessible à ses concurrents une partie des données de son fichier clients aux tarifs réglementés de vente de gaz (cf. paragraphe 5.1.4).

Certains fournisseurs alternatifs, dans le cadre des consultations menées par la CRE début 2015, ont indiqué que la moitié de leur taux d'attrition⁷⁴ sur l'année 2014 était dû à une politique de reconquête de l'opérateur historique à l'occasion de laquelle celui-ci proposerait des offres à des prix en-deçà des offres catalogues. Depuis septembre 2014, ENGIE, suite à une demande de la CRE, transmet mensuellement l'ensemble des dispositions commerciales mises en œuvre au cours du mois (encarts de journaux, mailing, publicités etc.) ainsi que les scripts téléphoniques utilisés par les téléopérateurs. Sur le sujet spécifique de la politique de reconquête, la CRE a demandé à ENGIE, par courrier du 18 mars 2015, que les documents relatifs à d'éventuelles campagnes de ce type lui soient communiqués.

Par courrier du 1^{er} avril 2015, la société ENGIE a transmis à la CRE ces documents, en indiquant qu'elle avait engagé une campagne de « win back » auprès des entreprises à compter du mois de mars 2015. Concernant les clients particuliers, la société ENGIE a indiqué qu'elle ne débiterait une telle campagne qu'à compter du mois d'avril 2015.

Par courrier en date du 20 mai 2015, le Président de la CRE, dans le cadre de la mission de surveillance des marchés de détail de la CRE, a demandé à ENGIE de lui apporter des précisions sur cette politique de reconquête, notamment s'agissant des caractéristiques des clients visés (résidentiel, professionnel, consommation annuelle de référence, identité du nouveau fournisseur, caractéristiques économiques de leur offre) ainsi que la nature de la proposition tarifaire et de la décote éventuellement appliquée.

Dans sa réponse en date du 28 août 2015, ENGIE indique ne pas proposer de décote aux clients petits professionnels et résidentiels. L'opérateur indique que les prix proposés à ces derniers correspondent aux offres publiées sur le site internet d'ENGIE et font l'objet d'aucune négociation.

Dès lors que tous les fournisseurs ont désormais accès aux fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente, l'utilisation de ceux-ci par ENGIE dans sa stratégie de reconquête ne devrait plus constituer un avantage concurrentiel.

En revanche, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de détails, la CRE demeure très attentive au niveau de prix des offres et à la communication effectuée dans le cadre des campagnes de « win back ». Elle poursuit une analyse approfondie des pratiques d'ENGIE à cet égard.

⁷⁴ Le taux d'attrition, ou taux de churn, est un indicateur qui permet de mesurer le phénomène de perte de clientèle ou d'abonnés. Le taux d'attrition est le ratio nombre de clients perdus sur nombre de clients total, mesuré sur une période donnée.

4.5. Les problèmes de confusion entre l'activité de fourniture aux tarifs réglementés et l'activité concurrentielle

4.5.1. Le guide « EDF & MOI » pose des problèmes de confusion d'image et de moyens

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de détail, la CRE a recueilli un courrier adressé par EDF à certains de ses clients particuliers, accompagné d'un guide « EDF & MOI ». Cette démarche commerciale soulève un problème de confusion d'image.

Ce courrier est assorti d'un autocollant où figurent le numéro de point de livraison du client, le numéro du conseiller EDF ainsi que les numéros de téléphone de dépannage en électricité et en gaz. Néanmoins, il n'est pas précisé qu'il s'agit des numéros de dépannage d'ERDF et de GRDF. L'absence des noms ERDF et GRDF à côté des numéros de téléphone de dépannage est de nature à entretenir la confusion dans l'esprit du consommateur qui ne fait pas la distinction entre EDF et ERDF d'une part et EDF et GDF Suez (dorénavant ENGIE) d'autre part.

Avec cet autocollant, EDF est susceptible de renforcer la confusion des Français quant à la distinction entre fournisseur et distributeur d'énergie, l'utilisateur étant poussé, par cette étiquette, à croire que ce dépannage dépend d'EDF. Selon le baromètre énergie-info sur l'ouverture des marchés, en 2013, seulement 63 % des enquêtés connaissant ERDF ou GRDF savent que ce sont des distributeurs, 26 % croyant qu'il s'agit de fournisseurs et 11 % étant incapables de s'exprimer sur leur rôle. En 2014, seulement 41 % des français ont identifié ERDF comme l'entreprise en charge de la relève de leur compteur d'électricité, 33 % attribuant toujours cette mission à EDF.

D'autre part, cet autocollant laisse supposer, en affichant le numéro de dépannage de gaz naturel, sans préciser qu'il s'agit de GRDF, qu'EDF est également l'opérateur privilégié à contacter pour ce qui concerne le gaz naturel. Cet autocollant entretient ainsi la confusion du consommateur sur la séparation entre EDF et GDF Suez (dorénavant ENGIE). Ceci est susceptible de jouer en faveur d'EDF pour l'acquisition de nouveaux clients également en gaz naturel. Il est important de rappeler que seulement 31 % des foyers interrogés savent qu'EDF et GDF Suez (dorénavant ENGIE) sont deux entreprises différentes et concurrentes, 30 % croyant qu'elles ne forment qu'une seule et même entreprise et 31 % qu'elles sont différentes mais non concurrentes.

Au titre de l'article L. 111-64 du code de l'énergie, « *la société gestionnaire d'un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et les sociétés de production ou de fourniture qui la contrôlent au sens de l'article L. 233-3 et du III de l'article L. 430-1 du code de commerce s'abstiennent de toute confusion entre leur identité sociale, leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque* ». Le manquement à une telle obligation est susceptible de sanction par le CoRDIS en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

Le guide « EDF & MOI » est une brochure personnalisée portant les références contractuelles du client (nom, prénom, adresse, numéro de client, identifiant internet, point de livraison, date du contrat, option tarifaire, puissance souscrite, mode de paiement), ce qui ne laisse aucun doute quant à l'utilisation, pour son édition et son envoi, du fichier des clients aux tarifs réglementés de vente.

Dans sa réponse à un questionnaire de la CRE portant sur les politiques commerciales des fournisseurs datant du 5 juillet 2013, EDF dit n'utiliser ses bases de données clientèle pour promouvoir ses offres gaz que dans le cadre d'initiatives locales et ponctuelles. La promotion de son offre de gaz « Mon Contrat Gaz Naturel Prix Fixe » dans cette brochure va à l'encontre de cette affirmation.

Dans sa décision n° 13-D-20 du 17 décembre 2013 relative à des pratiques mises en œuvre par EDF dans le secteur des services destinés à la production d'électricité photovoltaïque, l'Autorité de la concurrence rappelle que « *dans son avis n°10-A-13 du 14 juin 2010 relatif à l'utilisation croisée des bases de clientèle, l'Autorité a estimé que l'utilisation, par une entreprise disposant ou ayant disposé d'un monopole légal sur un marché, des informations obtenues sur ce marché pour développer son activité auprès de ses clients issus du monopole légal est susceptible de constituer une pratique*

anticoncurrentielle ». L'Autorité de la concurrence a également affirmé dans sa décision du 9 septembre 2014 relative à la demande de mesures conservatoires de Direct Energie⁷⁵ que « *l'utilisation des bases de clientèle des clients aux TRV pour prospecter les clients en offres de marché de gaz et d'électricité* » est susceptible de constituer une pratique contraire aux articles L. 420-2 du code de commerce et 102 du TFUE.

Cette pratique illustre une démarche commerciale active d'EDF à partir du fichier des clients particuliers aux tarifs réglementés de vente, dont elle a aujourd'hui l'utilisation exclusive.

4.5.2. Le guide « EDF & MOI » pose un problème d'affectation des coûts entre tarifs réglementés de vente et offres de marché

Dans le cadre de l'exercice de sa mission de surveillance des marchés de détail prévue par les dispositions de l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE a eu connaissance d'un courrier qu'EDF a adressé à certains de ses clients particuliers entre fin 2013 et fin 2014. Le guide « EDF & MOI » qui accompagne ce courrier fournit des informations sur les tarifs de l'électricité, les compteurs, la facture et d'autres services annexes, mais également sur les prix du gaz des offres de marché d'EDF. Après avoir indiqué qu'« *EDF peut vous fournir le gaz naturel à prix fixe* », la brochure fait la promotion de l'offre de fourniture de gaz naturel d'EDF.

Comme la CRE l'avait souligné dans son rapport d'audit sur les coûts de GDF Suez dans les TRV gaz⁷⁶, une affectation inadéquate des coûts d'une action de marketing portant à la fois sur les TRV et sur les offres de marché « *serait de nature à constituer une subvention croisée entre les deux activités* ». Dans sa décision n° 14-MC-02 du 9 septembre 2014 relative à une demande de mesures conservatoires présentée par la société Direct Energie dans les secteurs du gaz et de l'électricité, l'Autorité de la concurrence confirme d'ailleurs que « *la confusion des moyens commerciaux entre les offres aux TRV et les offres en concurrence* » est susceptible de constituer une pratique contraire aux articles L. 420-2 du code de commerce et 102 du Traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne.

La CRE a en conséquence adressé le 9 février 2015 un courrier à EDF afin qu'elle fournisse les détails de cette opération de communication, s'agissant notamment de son financement. Dans sa réponse, EDF indique que « *ce guide a été envoyé à l'occasion de deux campagnes en décembre 2013 puis entre septembre et décembre 2014 à 2 614 181 clients particuliers ayant souscrit auprès d'EDF un nouveau contrat de fourniture. [...] Les courriers ont été envoyés à partir des coordonnées fournies par ces clients lors de la souscription de l'offre. Le coût total de cette opération d'information s'élève à 2,12 millions d'euros se répartissant entre 1,17 million d'euros pour l'édition du guide et 0,95 million d'euros pour son envoi. Ce coût a été alloué aux tarifs réglementés de vente, le nombre de clients ayant choisi une offre Mon Contrat Électricité étant marginal* ».

La CRE s'interroge sur l'intégration de la totalité des coûts de l'envoi du guide « EDF & MOI » dans le périmètre des coûts couverts par les TRV d'électricité. Sur demande de la CRE, EDF a mandaté un cabinet d'audit indépendant afin de mener une analyse détaillée des niveaux et des clefs d'affectation des coûts commerciaux. La CRE est actuellement en cours d'analyse des résultats de cette mission, afin de déterminer, notamment, la pertinence de l'affectation des coûts relatifs à cette campagne promotionnelle.

⁷⁵ Décision n° 14-MC-02 du 9 septembre 2014 relative à une demande de mesures conservatoires présentée par la société Direct Energie dans les secteurs du gaz et de l'électricité.

⁷⁶ Rapport d'audit sur les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement de GDF Suez dans les tarifs réglementés de vente de gaz naturel, 15 mai 2014.

4.5.3. *La CRE recommande une nouvelle affectation des coûts d'ENGIE entre tarifs réglementés de vente et offres de marché*

Dans le cadre des travaux d'audit engagés par la CRE lors du premier semestre 2015, ENGIE (précédemment GDF Suez) a communiqué à la CRE ses prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les exercices 2015 et 2016. La CRE a procédé à une analyse de ces coûts prévisionnels en s'appuyant sur les données de coûts constatés issues de la comptabilité dissociée d'ENGIE.

Dans son rapport d'audit de mai 2015, la CRE a relevé que bien qu'« *une grande partie de l'effort de développement commercial de GDF Suez est tournée vers le développement des offres de marché, y compris par la conversion des clients actuellement aux TRV vers les offres de marché* », une partie importante des coûts correspondants étaient affectés aux clients aux TRV. Elle a considéré qu'il était nécessaire d'identifier les actions commerciales en question et d'en soustraire le coût du total des coûts pris en compte dans les TRV. Au total, la CRE a retraité les coûts commerciaux de l'opérateur historique de 19,4 millions d'euros, dont 13,5 étaient initialement affectés aux tarifs réglementés de vente. La CRE sera attentive à ce que les principes de comptabilité dissociée évoluent de manière à refléter la juste répartition des coûts commerciaux entre les activités TRV et offres de marché, y compris les coûts des plates-formes téléphoniques, ENGIE pouvant notamment profiter d'appels entrants de clients aux tarifs réglementés pour promouvoir des offres de marché.

Consultation des fournisseurs : la confusion des consommateurs entre les activités commerciales de vente aux tarifs réglementés et en offre de marché

Un fournisseur souligne que seule une séparation des marques entre TRV et offres de marché mettraient un terme aux pratiques de confusion qu'il estime mises en œuvre par les fournisseurs historiques entre les deux types d'activité. À l'appui de cette observation, le même fournisseur évoque l'avis n° 05-A-16 du 28 juillet 2005 relatif à une demande d'avis de l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes relative à la transition vers un nouveau format de numérotation pour les services de renseignements téléphoniques dans lequel le Conseil de la concurrence « recommande [...] que soient évitées les références au « 12 » (numéro de téléphone du service de renseignements, ndr) ainsi qu'aux autres numéros « historiques » dans les campagnes de promotion mises en œuvre par les opérateurs » en raison de la plus grande notoriété dont bénéficierait France Télécom, « opérateur chargé du service universel de renseignements téléphoniques et fournisseur historique du service de renseignements par l'intermédiaire du « 12 » depuis 1939 », par rapport à ses concurrents.

5. Évolutions de l'environnement concurrentiel sur les marchés de détail

Outre son rôle de surveillance du comportement des acteurs, qui a été abordé dans les deux premières parties de cette section sur les aspects de prix et de politiques commerciales, la CRE dispose d'un levier d'action en œuvrant à l'amélioration des conditions d'exercice de la concurrence avec comme objectif l'atteinte d'un environnement concurrentiel équitable. La mise à disposition des fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente par les opérateurs historiques et la mise à disposition des mécanismes d'effacement à de nouveaux acteurs en sont deux exemples.

5.1. **La mise à disposition des fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente par les opérateurs historiques**

L'accès à certaines informations telles que les données de consommation, les caractéristiques techniques d'un site ou les données de contact est essentiel aux fournisseurs pour leur permettre de faire des propositions commerciales adaptées aux besoins des consommateurs.

La question de l'accès à ces données pour l'ensemble des fournisseurs est donc un enjeu majeur pour permettre une concurrence fondée sur les mérites. Cette question est d'autant plus prégnante dans le contexte de la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente de gaz naturel et d'électricité.

En 2014, les marchés de l'électricité et du gaz naturel ont connu des améliorations notables à ce sujet. La mise en place, par les gestionnaires de réseaux, de nouveaux outils facilitant l'accès aux données de consommation a constitué une première étape, complétée par la mise à disposition de fichiers clients des fournisseurs historiques, à la suite notamment de la décision de l'Autorité de la concurrence du 9 septembre 2014⁷⁷.

5.1.1. *La CRE demande aux gestionnaires de réseau de distribution de faciliter l'accès aux données de consommation*

Le 22 mai 2014, la CRE a pris deux délibérations^{78,79} une dans chaque énergie, demandant aux gestionnaires de réseaux de distribution, ERDF et GRDF, de mettre en place des prestations gratuites facilitant l'accès aux informations de consommation pour les consommateurs et les autres acteurs désignés par ces derniers.

En application de cette délibération, GRDF a ouvert le 1er juillet 2014 une plateforme électronique dénommée DATACONSOGAZ permettant au client, ou à tout tiers qu'il désignerait, d'accéder à ses données de consommation⁸⁰. Cette plateforme permet notamment aux fournisseurs, sous réserve de l'autorisation expresse du client, d'accéder à l'ensemble des informations permettant de construire une offre adaptée.

En électricité, ERDF transmet depuis le 1er octobre 2014 les données de consommation⁸¹ des clients à tous les fournisseurs en faisant la demande et qui disposent d'une autorisation expresse du client. La transmission s'effectue via le portail SGE pour les demandes unitaires ou via une adresse e-mail normée pour les clients multi-sites. La CRE a demandé à ERDF et GRDF de mettre à disposition à terme ces données via un site internet.

Dans le contexte de la suppression d'une partie des TRV, la mise à disposition de certaines données techniques détenues par ERDF concernant les sites affectés par la fin des TRV est apparue nécessaire. En septembre 2014, ERDF a transmis, aux fournisseurs qui en ont fait la demande, un DVD comprenant la liste des PRM (Point Référence Mesure) dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA. Le DVD comporte notamment l'adresse du PRM, les caractéristiques du dispositif de comptage et de l'alimentation, le segment et précise s'il s'agit d'un atypisme⁸². Ce

⁷⁷ Décision n° 14-MC-02 du 9 septembre 2014 relative à une demande de mesures conservatoires présentée par la société Direct Energie dans les secteurs du gaz et de l'électricité.

⁷⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mai 2014 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

⁷⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mai 2014 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel

⁸⁰ Il s'agit des données suivantes : consommation annuelle de référence (CAR), profil de consommation, capacité journalière d'acheminement pour les clients T4 ou TP, un historique de 12 mois de la quantité mesurée ou reconstituée mensuelle ou par période de relevé cyclique et le coefficient de conversion mensuel sur l'historique concerné.

⁸¹ Il s'agit des données suivantes :

- l'historique des consommations sur 24 mois maximum à compter de la date de la demande ;
- l'historique des puissances atteintes sur 24 mois maximum à compter de la date de la demande ;
- l'historique des dépassements de puissances (nombre d'heures ou quadratiques) sur 24 mois maximum à compter de la date de la demande ;
- les puissances souscrites en cours ;
- la formule tarifaire d'acheminement en cours.

⁸² L'article 2 du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux TRV d'électricité prévoit trois catégories tarifaires définies « en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le client pour le site concerné » :

le tarif « bleu » : pour les clients situés en France métropolitaine dont les sites sont raccordés en BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA et pour tout site situé en outre-mer raccordé en BT ;

le tarif « jaune » : pour les clients situés en France métropolitaine raccordés en BT avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ;

le tarif « vert » : pour les clients raccordés en HTA, quelle que soit la puissance souscrite.

DVD a été mis à jour en février 2015 par ERDF et sera actualisé trimestriellement jusqu'à la fin du mois de juin 2016.

A partir de juin 2015, ERDF transmettra les mêmes données concernant les clients non résidentiels en BT inférieure ou égale à 36kVA.

5.1.2. La CRE a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant l'accès aux fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente détenus par les fournisseurs historiques

En 2014, la CRE s'est interrogée sur les conséquences en termes de concurrence de la possession de fichiers de clients aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, notamment dans le cadre de la suppression d'une partie des TRV.

La CRE a été saisie successivement le 29 novembre 2013 par ENI et le 20 décembre 2013 par l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie (ANODE) de cette question de l'accès à la base clients des fournisseurs historiques, en particulier à celles d'ENGIE et d'EDF.

A la suite de son analyse, le 9 avril 2014, la CRE a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant les mesures susceptibles d'être imposées aux opérateurs historiques dans le cadre de la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les clients non domestiques.

Dans sa demande, la CRE observe que la possession de fichiers clients aux TRV donne un avantage aux fournisseurs historiques sur leurs territoires respectifs, qui ne peut être contrebalancé par l'accès aux données détenues par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Les données des GRD ne permettent pas au fournisseur d'identifier les consommateurs concernés par chaque étape de suppression des TRV ni de les contacter simplement et rapidement. La CRE souligne le risque d'une captation des clients en offre de marché par les fournisseurs historiques lors de la suppression des TRV, qui, en raison des durées d'engagement couramment en vigueur dans les contrats pour ces segments de clientèle, pourrait avoir pour conséquence de geler le marché pour plusieurs années.

Elle relève que ces fichiers ont été constitués dans le cadre de l'ancien monopole et des missions de service public des opérateurs historiques et que, par conséquent, ils ont été financés par les tarifs réglementés de vente.

La CRE a interrogé l'Autorité de la concurrence sur la nécessité de donner accès aux fournisseurs alternatifs aux fichiers des clients aux TRV des fournisseurs historiques « *afin de garantir l'exercice d'une véritable concurrence sur les segments de marchés concernés par la fin des TRV* ».

5.1.3. Les saisines de l'Autorité de la concurrence par Direct Energie et l'UFC-Que Choisir et la délibération de la CRE du 22 mai 2014 mettent en cause les pratiques commerciales mises en œuvre par ENGIE

Le 15 avril 2014, la société Direct Energie a saisi l'Autorité de la concurrence concernant les pratiques mises en œuvre dans le secteur de la fourniture de gaz naturel et d'électricité par la société ENGIE, dont elle estime qu'elles constituent des abus de position dominante. Les pratiques dénoncées par Direct Energie consistent notamment à :

- utiliser de manière abusive les fichiers clients qu'elle détient du fait de sa mission de fourniture des tarifs réglementés de vente de gaz naturel afin de cibler et convertir ces clients en offre de marché ;

Toutefois, en raison de négociations commerciales avec EDF avant l'ouverture des marchés et d'évolutions du périmètre et du niveau de leur activité, certains consommateurs bénéficient de tarifs non conformes avec les caractéristiques techniques de leurs sites, selon le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

- maintenir volontairement la confusion entre les activités relevant d'un service public et les activités concurrentielles ;
- lier de façon abusive les offres de fourniture de gaz, d'électricité et de services annexes ;
- utiliser des discours dénigrants ou imprécis vis-à-vis de ses concurrents auprès des consommateurs.

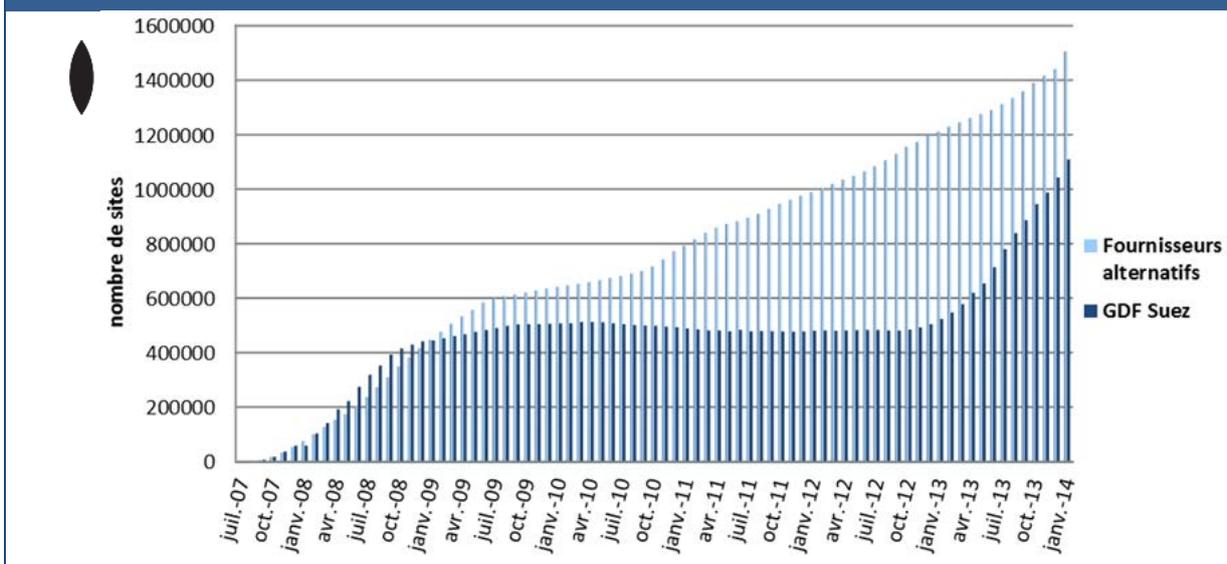
Compte tenu de ces pratiques et du contexte de la fin des tarifs réglementés de vente pour les professionnels, la société Direct Energie a saisi l'Autorité de la concurrence, concomitamment, d'une demande de mesures conservatoires à l'encontre de la société ENGIE. Dans sa demande, Direct Energie exige notamment que la société ENGIE accorde à tout fournisseur qui en fait la demande, un accès aux données relatives aux clients bénéficiant d'une offre de fourniture aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Par courrier en date du 28 avril 2014, l'Autorité de la concurrence a communiqué à la Commission de régulation de l'Énergie, en application des dispositions de l'article R. 436-9 du code de commerce et conformément aux dispositions de l'article L. 134-16 du code de l'énergie, une copie de la saisine au fond et de la demande de mesures conservatoires, en l'invitant à produire ses éventuelles observations.

Afin d'éclairer l'examen de la saisine et des demandes de la société Direct Energie, la CRE a rendu son avis à l'Autorité de la concurrence le 22 mai 2014⁸³, à partir des éléments d'information issus de ses travaux de surveillance des marchés de détail.

Dans ses observations, la CRE a relevé notamment des pratiques de confusion d'image et d'utilisation du fichier des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour proposer des offres de marché en électricité. Par ailleurs, sur la base des données collectées dans le cadre de la surveillance des marchés de détail, la CRE a constaté une progression marquée du fournisseur ENGIE depuis la fin de l'année 2012 sur le segment des clients résidentiels en offre de marché. La figure ci-dessous met en évidence l'augmentation soutenue du nombre de clients en offre de marché chez ENGIE, qui a plus que doublé son portefeuille en 2013.

Figure 114. Evolution des sites en offre de marché d'ENGIE et des fournisseurs alternatifs, sur le segment des clients résidentiels, en gaz naturel



Source : GRD – Analyse CRE

⁸³ Délibération de la Commission de régulation, de l'énergie du 22 mai 2014 portant avis sur les dossiers transmis par l'autorité de la concurrence et enregistrés sous les numéros 14/0037 f et 14/0038 M - CONFIDENTIEL

Dans son avis, la CRE rappelle également que le marché de l'électricité reste moins ouvert que le marché du gaz, et met en garde contre une dissymétrie des conditions de concurrence entre ces deux marchés si des mesures conservatoires concernant le fichier d'ENGIE n'étaient pas accompagnées de mesures pour permettre un accès comparable aux fichiers clients d'EDF.

Le 17 juin 2014, l'association UFC-Que choisir a également saisi l'Autorité de la concurrence. L'association reproche à la société ENGIE des pratiques anticoncurrentielles d' « utilisation du fichier TRV aux fins de démarchage ainsi que la présentation incomplète et donc trompeuses de la durée d'engagement dans ses offres à destination des consommateurs ».

5.1.4. L'Autorité de la concurrence a enjoint à ENGIE d'accorder aux fournisseurs alternatifs l'accès à ses données sur les clients aux tarifs réglementés de vente

L'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014⁸⁴. Dans cette décision, l'Autorité de la concurrence impose à ENGIE, en urgence et à titre conservatoire⁸⁵, « d'accorder, à ses frais, aux entreprises disposant d'une autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel qui en feraient la demande, un accès à certaines des données figurant dans les fichiers des clients ayant un contrat de fourniture au tarif réglementé de vente de gaz, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires ».

La décision prévoit des conditions d'accès différentes pour les personnes morales (entreprises, commerces ou collectivités) et les personnes physiques (clients résidentiels) afin de respecter les dispositions sur la protection de la vie privée, notamment l'article 7 de la loi Informatique et Libertés du 6 janvier 1978 modifiée.

Les données concernées sont celles jugées nécessaires à l'exercice d'une concurrence effective, permettant aux fournisseurs de proposer des offres adaptées aux clients. Il s'agit des données suivantes :

- les numéros de points de comptage et d'estimation (PCE) ;
- les consommations annuelles de référence (CAR) ;
- les profils de consommation ;
- les noms et prénoms des clients (pour les personnes physiques) ;
- les noms des sociétés titulaires des contrats (pour les personnes morales) ;
- les noms et prénoms des interlocuteurs des sociétés titulaires des contrats (pour les personnes morales) ;
- les adresses de facturation ;
- les adresses de consommation ;
- les numéros de téléphone fixe.

La décision de l'Autorité de la concurrence, partiellement réformée par l'arrêt de la cour d'appel de Paris du 31 octobre 2014, prévoit la mise à disposition de ces données le 13 novembre 2014 pour les personnes morales et le 15 janvier 2015 pour les personnes physiques. ENGIE devait au préalable informer les personnes physiques, y compris celles au sein de ses clients personnes morales, de la possibilité de s'opposer à la communication de leurs données personnelles.

L'Autorité de la concurrence a décidé de prononcer des mesures conservatoires après avoir estimé que les pratiques commerciales d'ENGIE étaient de nature à porter une atteinte grave et immédiate au secteur, aux consommateurs ainsi qu'à la société plaignante, Direct Energie.

Dans sa décision, l'Autorité de la concurrence révèle que l'utilisation par ENGIE de ses fichiers de clients aux TRV pour prospecter les clients en offres de marché de gaz et d'électricité ainsi que la confusion des moyens commerciaux entre les offres aux TRV et les offres de marchés sont

⁸⁴ [Décision n° 14-MC-02 du 9 septembre 2014 relative à une demande de mesures conservatoires présentée par la société Direct Energie dans les secteurs du gaz et de l'électricité.](#)

⁸⁵ Dans l'attente d'une décision au fond qui sera rendue ultérieurement.

susceptibles de constituer des pratiques contraires aux articles L. 420-2 du code de commerce et 102 du TFUE⁸⁶. L'Autorité de la concurrence considère que « *l'utilisation de l'infrastructure commerciale et des fichiers clients apparait, en l'état de l'instruction, étrangère à une concurrence par les mérites dans la mesure où une partie significative de cette infrastructure commerciale a été développée lorsqu'ENGIE détenait un monopole de la fourniture de gaz naturel* ».

L'Autorité de la concurrence estime que la mauvaise connaissance des consommateurs, entretenue par les pratiques de confusion mises en œuvre par ENGIE, génère un véritable manque à gagner pour les consommateurs, dans un contexte où le poids des dépenses énergétiques pèse de plus en plus sur les ménages et les entreprises françaises. Une meilleure connaissance des offres les moins chères et les plus adaptées s'avère donc urgente à l'approche de l'hiver et à la veille de la suppression des TRV pour les petits industriels et commerciaux.

Par ailleurs, le volonté d'ENGIE d'intensifier la commercialisation de ses offres de marché auprès de ses clients aux TRV, mise en évidence par l'augmentation rapide depuis 2013 de ses clients en offres de marché et confirmée par un document interne d'ENGIE sur sa stratégie commerciale 2014-2016, recueilli par l'Autorité de la concurrence, engendre un risque fort de préemption du marché et accentue l'urgence de la situation.

L'urgence est d'autant plus forte que le risque de préemption pourrait être irréversible pour les clients petits professionnels concernés par la suppression des TRV, ces derniers ne pouvant bénéficier du code de la consommation, au contraire des personnes physiques, qui permet de changer de fournisseur à tout moment et sans frais. Selon l'Autorité de la concurrence, « *l'imminence de l'échéance d'ouverture d'une partie importante du marché du gaz et le caractère difficilement réversible de la préemption de client susceptible d'être constatée représente une menace immédiate pour les fournisseurs alternatifs* ». Ces mesures conservatoires représentent donc un moyen de « *rétablir l'égalité des armes pour la conquête des clients actuellement aux TRV et permettra d'éviter que GDF Suez ne préempte une large fraction de ces consommateurs* ».

5.1.5. Les fichiers clients transmis par ENGIE dans le cadre de la mise en place des mesures conservatoires sont de qualité insuffisante

Le contrôle de l'exécution de ces mesures conservatoires relève de l'Autorité de la concurrence. Toutefois, compte tenu de leur impact sur le bon fonctionnement du marché du gaz, la CRE a suivi la mise en place de ces mesures avec une attention particulière.

Dans un courrier en date du 12 décembre 2014, la CRE a demandé à ENGIE de lui préciser les modalités de mise à disposition des données aux fournisseurs ainsi que de lui transmettre le fichier envoyé aux fournisseurs. La CRE a également souhaité être informée du taux d'opposition des clients personnes physiques à la communication des données les concernant. Selon ENGIE, ce taux d'opposition s'élève à 44 % pour les clients résidentiels.

Au cours des mois de janvier et février 2015, la CRE a rencontré l'ANODE et l'AFIEG, ainsi que les fournisseurs, afin de recueillir leurs avis sur la qualité des fichiers clients d'ENGIE et la manière dont ces derniers exploitent les données reçues. La partie suivante présente une synthèse des retours des fournisseurs sur la qualité des fichiers clients d'ENGIE.

⁸⁶ Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Consultation des fournisseurs : selon les fournisseurs alternatifs, le fichier clientèle transmis par ENGIE contient des données inexactes, incomplètes ou obsolètes

De manière générale, les fournisseurs n'ont pas eu de difficultés pour se procurer les fichiers clients d'ENGIE et les ont reçus dans les délais fixés par la décision de l'Autorité de la concurrence telle que réformée par la Cour d'appel de Paris. Selon ENGIE, 21 fournisseurs avaient accès à son fichier de clients personnes morales au mois de janvier 2015. Les données ont été rendues accessibles via un web service sécurisé « GdfSuez ADLC Services », ou par téléchargement sur une plateforme sécurisée, réservés aux entreprises disposant d'une autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel ayant au préalable demandé l'accès à ENGIE. Le fichier est mis à jour mensuellement.

Les fournisseurs regrettent cependant que la mise à disposition du fichier des professionnels soit intervenue à un mois seulement de l'échéance du 1er janvier 2015, trop tardivement pour démarcher efficacement les clients concernés (clients dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an).

Les remarques suivantes concernent le fichier des clients professionnels aux TRV chez ENGIE. Lors des rencontres avec les fournisseurs, peu de fournisseurs avaient reçu ou exploité le fichier des clients résidentiels.

La majorité des fournisseurs soulignent la qualité médiocre du fichier d'ENGIE, illustrée par la présence de nombreuses données inexactes, incomplètes ou obsolètes. Les fournisseurs estiment que certaines adresses ne sont pas complètes, les noms des interlocuteurs ne sont pas toujours renseignés ou ne correspondent pas au contact en charge de la gestion du contrat de gaz naturel (selon les fournisseurs, 40 % des contacts seraient absents ou inexploitable). En particulier, selon les fournisseurs alternatifs, pour environ 20 % de sites, aucun numéro de téléphone n'est renseigné.

Les fournisseurs ont dû effectuer un travail de rapprochement et d'enrichissement de la base de données d'ENGIE afin de la rendre exploitable. Cela consiste à croiser le fichier d'ENGIE avec d'autres bases existantes (INSEE, pages jaunes, etc.) afin d'y ajouter des données complémentaires, telles que les numéros SIREN, les codes NAF, mais aussi de vérifier la qualité des données transmises. Les fournisseurs indiquent que ces rapprochements leur ont rarement permis de retrouver plus de 30 % des clients. Ce travail d'enrichissement permet notamment d'affiner le ciblage des prospects (identification des clients multi-sites, classification des sites par activité, identification des acheteurs publics, etc.).

Les fournisseurs ayant utilisé le fichier, après retraitement, font état d'un nombre non négligeable de retours de courriers, faute d'une adresse correcte (environ 10 %) ou d'appels infructueux à cause de numéros de téléphones erronés ou obsolètes. Certains clients présents dans le fichier communiqué par ENGIE ne possèderaient plus le gaz dans leur local. Certains fournisseurs évoquent également la présence de sites ayant déjà souscrit une offre de marché et remettent en cause la construction du fichier et sa fréquence de mise à jour. D'autres évoquent des sites, actuellement aux TRV, non référencés dans la base d'ENGIE.

Toutefois, après avoir recoupé le fichier clientèle d'ENGIE avec d'autres bases de données, les fournisseurs indiquent l'avoir utilisé pour faire du démarchage ou de la communication sur la fin des TRV auprès des clients, et reconnaissent pour la plupart que ce fichier s'est avéré très utile.

L'exploitation de ces fichiers a une double finalité pour les fournisseurs :

- Identifier les différents profils de clients et créer des offres adaptées, en préparant par exemple une offre standardisée, dédiée à une catégorie précise de clients (selon le niveau de consommation, l'activité du site etc.) ;
- Détecter les prospects intéressants en fonction de leurs caractéristiques (niveau de consommation, activité du site, type de clients, situation géographique etc.) afin de lancer des campagnes de prospection commerciale ciblées par appels sortants, démarchages à domicile, courriers etc., et ainsi développer les ventes de gaz naturel sur ces segments de clientèle.

Par ailleurs, la mise à disposition de ce fichier aux fournisseurs alternatifs devait permettre de réduire les coûts d'acquisition de clients de ces derniers. Dans sa décision, l'Autorité de la concurrence avait constaté que « la base de données clientèle aux TRV de GDF Suez n'apparaît donc pas reproductible par les concurrents, à des conditions financières raisonnables et dans des délais acceptables ». Aujourd'hui certains fournisseurs déplorent les coûts élevés du croisement de bases de données nécessaire à l'exploitation de ce fichier ainsi que les coûts échoués liés à la prospection commerciale infructueuse générée par la qualité médiocre du fichier.

5.1.6. Les fichiers des clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente transmis par EDF sont de qualité insuffisante

En juillet 2014, à la suite de la saisine de l'Autorité de la concurrence par Direct Energie, la société EDF a indiqué qu'elle était disposée à mettre en place un accès gratuit à son propre fichier relatif aux clients non résidentiels concernés par la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité, aux fournisseurs qui en feraient la demande.

La CRE a suivi avec attention, en liaison avec l'Autorité de la concurrence, le périmètre de ces données ainsi que les modalités de cette mise à disposition.

Dans le cadre de la surveillance des politiques commerciales des fournisseurs mise en œuvre par la CRE, EDF a indiqué qu'elle transmettait depuis le 28 novembre 2014, aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande, un DVD-ROM comprenant des données permettant d'identifier et de contacter les clients concernés. EDF a également averti par courrier au début du mois de décembre 2014, l'ensemble des acteurs recensés sur le site internet de la CRE de sa démarche de mise à disposition des données de ces clients, sur demande des fournisseurs. Au préalable, dans une démarche similaire à celle enjointe à ENGIE par la Cour d'appel de Paris (cf. section II. 1.2.1. ci-dessus), EDF a informé les clients concernés de la transmission de leurs coordonnées aux fournisseurs alternatifs et a pris en compte les refus spontanés des personnes physiques au sein des personnes morales à la communication de leurs données personnelles, à travers son site internet. Afin de répondre aux interrogations des clients relatives à cette démarche, EDF a mis en place un numéro de téléphone dédié. Sur les 430 000 sites concernés, EDF a recueilli une cinquantaine de refus spontanés.

Les données mises à disposition par EDF concernent l'ensemble des clients non résidentiels affectés par la fin des TRV (et sont limitées aux données d'identification et de contact des clients (numéro de PDL, adresse de consommation, identité du client et coordonnées de la personne à contacter). Les données nécessaires à l'élaboration d'offres adaptées pour les clients (consommation du site, puissance souscrite, version et option tarifaire, etc.) ne sont pas intégrées dans ce DVD. EDF propose aux fournisseurs une mise à jour mensuelle du DVD, disponible sur un serveur électronique ou par DVD. Au mois de mars 2015, une dizaine de fournisseurs alternatifs ont demandé à EDF l'accès à son fichier clients.

À la suite de la demande de fournisseurs alternatifs et de la CRE, EDF a prévenu la CRE en janvier 2015 de son intention de rendre accessibles les données de consommation de ces clients, afin de compléter la base de donnée envoyée depuis novembre. EDF a décidé d'informer ces clients par courrier de la mise à disposition de leurs données de consommation ainsi que de leur droit d'opposition.

Dans un courrier en date du 12 février 2015, la CRE a souhaité attirer l'attention d'EDF sur les problèmes concurrentiels que cette méthode dite d'« opt out » occasionnerait dans le cas d'un taux de refus significatif de la part de ces clients et sur les questions que soulèveraient des démarches commerciales ou la conclusion de contrats avec les clients ayant refusé la transmission de leurs données. Selon EDF, 9,5 % des clients se sont opposés à la transmission des données les concernant aux fournisseurs alternatifs.

Les fournisseurs ont accès aux données de consommation des clients depuis le mois d'avril 2015. En juillet 2015, onze fournisseurs avaient accès à ces données. Depuis le 30 juin, EDF transmet également, sur demande des fournisseurs, les courbes de charges au pas 10 minutes de l'année 2014 des clients télérelevés concernés par la fin des TRV et envoyées à EDF par les gestionnaires de réseaux (ERDF et RTE). Cette décision fait suite à une demande de la CRE formulée lors de l'audition d'EDF à la fin du mois de mars 2015. En juillet 2015, cinq fournisseurs avaient accès à ces données.

Consultation des fournisseurs : selon les fournisseurs alternatifs, le fichier clientèle transmis par EDF est en majorité inexploitable

De la même façon qu'en gaz naturel pour les fichiers d'ENGIE, la CRE a interrogé les fournisseurs alternatifs sur les modalités de mise à disposition du fichier clients d'EDF ainsi que sur la qualité des données transmises.

Les fournisseurs se sont montrés très insatisfaits du fichier d'EDF contenant les données de contact des clients jaunes et verts. Ce fichier était de faible valeur ajoutée, du fait de l'absence des données de consommation qu'EDF a ensuite transmis à compter du mois d'avril 2015.

Les fournisseurs ont par ailleurs indiqué que l'exploitation du fichier a parfois été difficile, du fait de la taille du fichier liée au nombre important de sites concernés, et de sa structure.

Contrairement au fichier d'ENGIE, qui peut se révéler parfois lacunaire selon les fournisseurs, le fichier d'EDF contient un très grand nombre de données. En particulier, les fournisseurs ont indiqué que le fichier comportait un nombre élevé d'interlocuteurs par site, notamment pour les grands sites et les acteurs publics. Le fichier compte 19 millions d'interlocuteurs pour 400 000 sites de consommation, ce qui revient, en moyenne, à une cinquantaine d'interlocuteurs par site. Certains sites disposeraient de plus de 600 contacts. Moins de la moitié de la base est ainsi exploitable du fait du nombre trop élevé d'interlocuteurs, selon les fournisseurs. Il est en effet alors difficile pour les fournisseurs d'identifier l'interlocuteur en charge des achats d'énergie.

Ce fichier, d'après les fournisseurs alternatifs, ne permet pas en l'état de réduire les coûts de prospection des clients et n'aide pas, par conséquent, à proposer des offres compétitives par rapport au fournisseur historique.

Afin de rétablir une égalité dans les conditions d'exercice de la concurrence entre EDF et les fournisseurs alternatifs, la CRE veillera à ce que :

- le fichier des clients concernés par la fin des tarifs réglementés au 31 décembre 2015 soit purgé des informations inutiles afin de ne contenir que les données figurant dans le fichier de facturation utilisé par EDF ;
- la transmission et la mise à jour mensuelle du fichier soit pérennisée dans les mêmes conditions que celle du fichier des sites aux tarifs réglementés de vente d'ENGIE.

5.1.7. Les entreprises locales de distribution doivent également ouvrir leurs fichiers des clients aux tarifs réglementés de vente

La CRE rappelle que la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel et d'électricité concerne également le territoire des entreprises locales de distribution, au surplus moins ouverts à la concurrence que le reste du territoire. Au 31 décembre 2014, seuls 3 % des grands sites non résidentiels (tarifs verts) situés sur le territoire d'une ELD ont souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif (soit 17 % de la consommation). Concernant les sites aux tarifs jaunes (sites de taille moyenne) les tarifs réglementés de vente représentent encore la quasi-totalité (99,4 %) des sites et de la consommation.

A l'instar d'ENGIE et d'EDF, les ELD bénéficient, sur leur territoire, de fichiers clients constitués dans le cadre de leurs missions de service public leur conférant un avantage certain par rapport aux fournisseurs alternatifs.

La CRE a ainsi demandé aux ELD de gaz et aux principales ELD d'électricité de mettre à la disposition des fournisseurs en faisant la demande les données des clients concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente et les clients en offre transitoire aussi bien en électricité qu'en gaz naturel. Ces données comprennent, en gaz naturel, les éléments demandés par l'Autorité de la concurrence à ENGIE dans sa décision n° 14-MC-02 du 9 septembre 2014.

En électricité, les données doivent être composées *a minima* :

- des éléments permettant d'identifier les clients : nom de l'entreprise, numéro de SIREN/SIRET, numéro de PRM, adresse du site et adresse de facturation, noms et coordonnées des contacts des personnes physiques (si non opposition à la transmission de celles-ci) ;
- des données de consommations : puissances souscrites et puissances mensuelles atteintes par poste horosaisonnier, consommation mensuelle par poste avec un historique d'au moins une année, courbes de charge 10 minutes pour les clients C2.

Au début du mois de septembre 2015, la majorité des ELD d'électricité sollicitées et des ELD de gaz naturel ont indiqué à la CRE qu'elles mettaient à la disposition des fournisseurs en faisant la demande le fichier de leurs clients aux TRV. De nombreuses ELD précisent néanmoins qu'elles réservent aux clients le droit de s'opposer à la transmission de leurs données de consommation.

5.1.8. EDF met à la disposition des opérateurs d'effacement certaines de ses données

L'Autorité de la concurrence, dans son avis n°13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité, a recommandé « de mettre à la disposition de l'ensemble des opérateurs d'effacement une partie des données qu'EDF détient concernant ses clients électricité en France », précisant également que « les modalités de cette mise à disposition, sur le détail des données notamment, devront permettre un accès équitable de tous les opérateurs aux informations permettant d'identifier les gisements d'effacement, sans pour autant révéler des secrets d'affaires d'EDF ou permettre une collusion sur le marché ». Elle proposait également que ces modalités à fixer fassent l'objet d'une concertation entre EDF et les opérateurs d'effacement placée sous l'égide de la CRE.

La CRE a suivi ces recommandations, et mené entre juillet 2014 et mai 2015 une concertation visant à organiser la mise à disposition à l'ensemble des opérateurs d'effacement d'une partie des données qu'EDF détient concernant ses clients électricité en France.

Les échanges en concertation ont abouti à une proposition de partage, par EDF, pour l'ensemble de ses clients aux tarifs réglementés de vente dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et ayant souscrit une option tarifaire à effacement (EJP), des données suivantes :

- nom du titulaire du contrat (ou nom d'établissement si entreprise) ;
- référence du PDL ;
- adresse ;
- coordonnées de contact du ou des interlocuteurs physiques ;
- code NAF ;
- puissance souscrite ;
- données de consommation par poste tarifaire sur les deux dernières années.

EDF a procédé en juillet 2015 au partage de ces données, via un serveur Extranet, sous réserve de la signature d'une charte d'utilisation par les opérateurs d'effacement souhaitant disposer des données.

Le partage des données relatives aux clients d'EDF aux TRV dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et ayant souscrit une option tarifaire à effacement (EJP) a été jugée prioritaire compte tenu de l'extinction de ces tarifs à la fin de l'année 2015. A ce stade, compte-tenu du contexte juridique incertain, la question du partage de données relatives aux clients aux tarifs « Bleu » n'a pas abouti. Les travaux à ce sujet continueront au cours du second semestre 2015.

5.2. La mise à disposition des mécanismes d'effacement pour de nouveaux acteurs permet d'ouvrir un nouveau segment de marché à la concurrence

5.2.1. Rappel du contexte

Historiquement, les fournisseurs d'électricité historiques (EDF et les entreprises locales de distribution) étaient les seuls à pouvoir proposer à leurs clients des offres de fournitures d'électricité comportant des options dites à effacement : les options tarifaires « EJP » (Effacement Jour de Pointe) et « Tempo » des tarifs réglementés de vente. Ces offres se caractérisent par des périodes, signalées à l'avance au consommateur (généralement la veille pour le lendemain), au cours desquelles le prix du kWh est plus élevé que le reste de l'année, le consommateur étant ainsi incité à limiter sa consommation. Les fournisseurs historiques déterminaient ces périodes en application des dispositions des arrêtés relatifs aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Le déclenchement de ces périodes se traduit par l'envoi d'un ordre au compteur du consommateur par le biais du signal TCFM (« Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale ») afin que ce compteur décompte séparément l'énergie consommée pendant les différentes périodes. Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) sont responsables de la transmission du signal jusqu'aux compteurs des clients concernés.

Depuis plusieurs années, le nombre de contrats souscrits dans le cadre de ces offres est en baisse constante, conduisant à réduire le potentiel d'effacement tarifaire.

Afin de relancer les tarifs à effacement, le Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie a adressé à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 26 décembre 2013 un courrier sollicitant le lancement des travaux sur les tarifs à effacement, ces derniers visant, pour l'été 2014, à permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer de telles offres à leurs clients.

Ce groupe de travail, créé dans le cadre des groupes de concertation pilotés par la CRE en 2014⁸⁷, avait pour objectif d'examiner « *les modalités pratiques d'activation des jours d'effacement par RTE (responsabilité éventuellement à terme partagée avec les gestionnaires de réseaux de distribution) et devront conduire à proposer des règles et procédures adéquates permettant à tous les fournisseurs de proposer des offres à effacement à partir de l'été 2014* ».

La concertation menée au premier semestre 2014 a donné lieu à une délibération⁸⁸ précisant la nouvelle gouvernance de l'activation des périodes de prix plus élevés permettant à tout fournisseur de proposer des offres équivalentes au tarif réglementé de vente Tempo. Cette gouvernance s'applique pour l'ensemble des offres à effacement de type Tempo proposées sur le territoire d'ERDF et des ELD, depuis le 1^{er} novembre 2014.

5.2.2. Principes de gouvernance

Compte tenu des délais, seules les évolutions visant à ouvrir les offres Tempo pour les particuliers aux fournisseurs alternatifs ont été menées à temps pour une mise en œuvre effective à l'hiver 2014-2015. Pour cette échéance il n'était en effet pas possible de mener les évolutions relatives aux systèmes

⁸⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2014 portant bilan et orientations pour les travaux des instances de concertation relatifs au fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.

⁸⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 octobre 2014 portant décision sur les missions des gestionnaires de réseaux d'électricité relative aux tarifs à effacement de type Tempo.

d'information nécessaires à l'ouverture du signal « EJP » et « Tempo » sur le segment des professionnels à l'ensemble des fournisseurs.

- **Règles et critères de sélection des jours d'effacement**

La concertation a permis de fixer les critères de détermination des jours d'effacement rouges et blancs. Ils sont sélectionnés selon un critère de consommation nette (*i.e.* consommation nationale de laquelle est déduite la production d'électricité fatale). Ce critère répond à l'objectif fixé par les dispositions de l'article L. 341-4 du code de l'énergie lesquelles précisent que « *les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ». La proposition d'utiliser des critères économiques pour le déclenchement des jours d'effacement n'a pas été retenue car jugée incompatible avec les missions du gestionnaire de réseau de transport.

Du fait de l'unicité du signal, le nombre de jours rouges et blancs à activer sont identiques à celui prévu dans les tarifs réglementés de vente tempo, soit 22 jours rouges et 43 jours blancs.

Plusieurs règles de déclenchement des jours d'effacement existant pour l'option « Tempo » actuelle ont été également maintenues :

- les jours rouges sont tirés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars,
- les jours rouges ne peuvent être tirés le weekend et les jours fériés nationaux,
- un maximum de 5 jours rouges consécutifs peut être tiré,
- les jours blancs peuvent être tirés toute l'année, sauf le dimanche.

RTE met en œuvre ces critères sur la base d'une méthode stochastique de gestion des stocks en univers incertain. La CRE peut, le cas échéant, contrôler l'algorithme utilisé afin de vérifier le respect de ces critères.

- **Information des acteurs sur la nature du jour suivant par RTE**

La couleur d'un jour d'effacement est fixée en J-1 et diffusée aux acteurs à 10h30 en J-1 par RTE et est accessible à l'ensemble des acteurs par le biais d'une page publique sur le site Internet de RTE. Afin de lever toute ambiguïté, chaque jour, quelle que soit la couleur qui lui est associée, fait l'objet d'un signalement le jour précédent. Le signalement publié sur le site à 10h30 est définitif et ne peut faire l'objet d'aucune modification par RTE après sa publication.

En complément de ce dispositif, les fournisseurs qui le souhaitent peuvent s'inscrire sur une liste de diffusion afin de recevoir l'information par mail. Un mail est envoyé quotidiennement et précise si le jour suivant est un jour rouge, blanc ou bleu. Cet envoi est à caractère informatif et non-engageant, l'information de référence étant celle publiée sur le site internet de RTE.

Afin de pallier d'éventuels dysfonctionnements de ses systèmes dans la publication de l'information, RTE met en place des dispositifs permettant de gérer les modes dégradés sous forme d'assistance téléphonique.

Pour les jours où les informations disponibles à 8h permettent à RTE d'apporter de premières indications aux acteurs quant à la nature supposée du jour suivant, un pré-signallement à caractère purement informatif est publié sur le site internet de RTE dès 8h.

- **Déclenchement du signal TCFM par les gestionnaires de réseaux**

Les délais de mise en œuvre de la relance des tarifs à effacement pour l'hiver 2014 ne permettaient pas de mener les évolutions matérielles et celles relatives aux systèmes d'informations, nécessaires à un déclenchement centralisé et automatisé du signal TCFM sur l'ensemble du territoire. Pour l'hiver 2014-2015, le déclenchement s'est effectué en utilisant les dispositifs techniques existants à la main des fournisseurs historiques, dans le respect des informations publiées par RTE sur la nature du jour « Tempo ».

- **Relations GRD – fournisseurs**

L'accès des fournisseurs alternatifs aux systèmes de comptage à 6 cadrans pilotés par le signal TCFM pour le déclenchement des offres à effacement ont nécessité des évolutions des systèmes d'informations des gestionnaires de réseaux de distribution.

Les évolutions du SI d'ERDF permettant aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres de type tempo ont été mises en œuvre à compter du 1^{er} août 2014.

Les ELD ont mis en place, à partir du 1^{er} novembre 2014, des solutions provisoires d'échanges de données (échanges de fichiers .xls, .xml, .txt, etc.) pour permettre la souscription d'offres à 6 postes horosaisonniers proposées par des fournisseurs alternatifs sur leurs territoires.

5.2.3. En l'absence de contestabilité du tarif Tempo d'EDF, l'ouverture du signal n'a pas donné lieu à la création d'offres de marché de la part des fournisseurs alternatifs

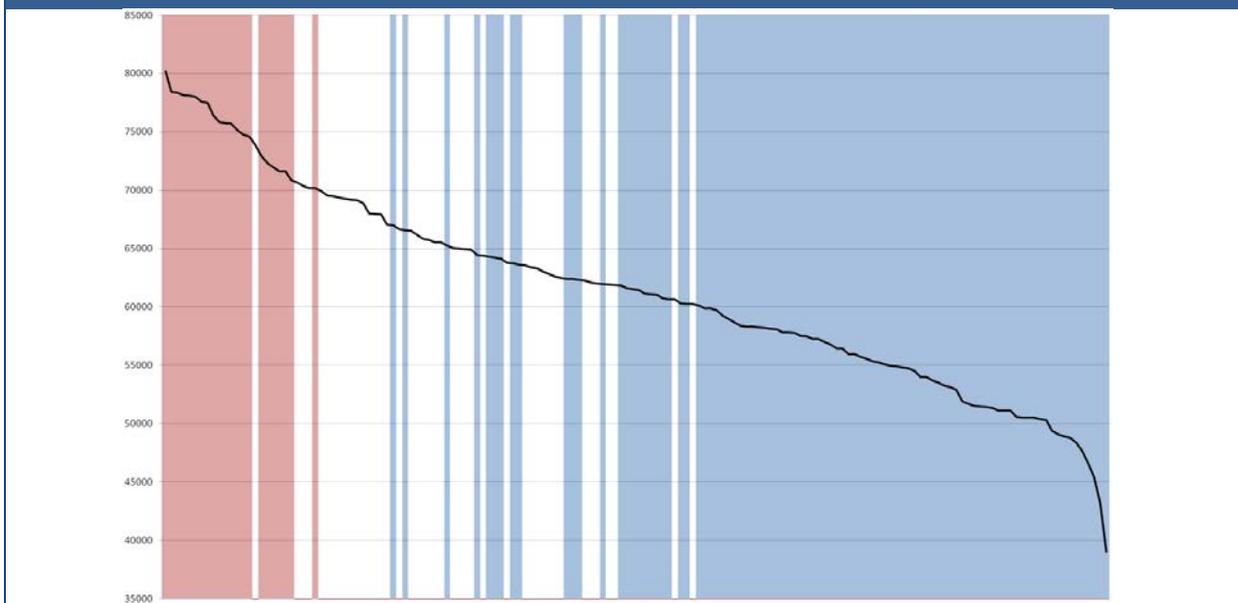
- **Bilan des tirages des jours rouges et blancs**

Au 26 mai 2015, la totalité des jours rouges et des jours blancs avaient été tirés.

La moyenne de la consommation nette des 22 jours sélectionnés correspondait à 98,96 % de la moyenne de la consommation nette des 22 jours de plus forte consommation nette. Concernant les jours blancs, le taux était de 99,18 % pour les 43 jours sélectionnés.

Les écarts sur les jours rouges et les jours blancs proviennent de l'incertitude sur les tirages des jours rouges en début d'hiver, de l'épuisement du stock de jours rouges et de l'impossibilité de tirer des jours blancs le dimanche.

Figure 115. Couleur des jours en fonction de la consommation nette



Source : RTE

Au cours de la concertation, les associations de consommateurs, le MNE ainsi qu'EDF ont contesté le tirage d'un jour rouge le 31 décembre, alors que précédemment la pratique commerciale d'EDF conduisait à ne pas tirer de jour rouge les jours de réveillon.

Le tirage d'un jour rouge le 31 décembre était conforme avec les critères de déclenchements, le 31 décembre étant le quatrième jour de consommation la plus élevée entre le 1^{er} novembre 2014 et le 15 janvier 2015.

- **Publication du signal**

La publication du signal à 10h30 a été respectée dans 100% des cas. La publication d'un pré-signal, l'a été à 99,52% et ce pré-signal l'a été à 8h00 dans 97,58% des cas. Le pré-signal a été à chaque fois identique au signal publié à 10h30.

Le site clients de RTE sur lequel est publié le signal a été consulté par plus de 45 000 personnes entre novembre 2014 et fin mai 2015, avec des pics de consultation en janvier et février 2015.

- **Comparaison avec des critères économiques**

Le retour d'expérience devait également comparer les tirages des jours rouges selon les critères de consommation nette avec un critère économique.

Deux fournisseurs, ENGIE et EDF, ont ainsi simulé des tirages de jours rouges selon un algorithme propre basé sur des critères économiques, dans les mêmes conditions que RTE (tirage ex ante, non prise en compte des prix de marchés réalisés).

Sur l'hiver 2014 – 2015, 12 jours rouges étaient communs entre le critère consommation nette et les critères utilisés par EDF. Ce chiffre est de 17 pour ENGIE.

- **Développement de la concurrence**

L'ouverture du signal aux offres de type Tempo n'a pas donné lieu à la création d'offres de marché de la part des fournisseurs alternatifs. La non création d'un nouveau tarif, envisagée par le ministre en

charge de l'énergie fin 2013, et l'absence de contestabilité du tarif réglementé de vente tempo actuel expliquent cette absence de développement d'offres de marché.

Néanmoins, des fournisseurs alternatifs ont testé ce type d'offre puisque ERDF a relevé qu'une cinquantaine de sites traités en reconflex sur la base du profil RES3 appartenait aux périmètres de fournisseurs alternatifs.

5.2.4. La concertation sur l'ouverture du signal d'effacement se poursuit

La concertation s'est poursuivie durant le second semestre 2014 et le premier semestre 2015. Elle avait pour objectif d'examiner la possibilité d'étendre l'ouverture du signal aux offres de type Tempo Pro, les questions de transparence de l'algorithme de sélections des jours Tempo, l'évolution des modalités de transmission de l'information entre RTE et les GRD. Les travaux en concertation ont permis également d'examiner les conséquences du déploiement des compteurs Linky sur la gouvernance du signal et l'intérêt d'une convergence entre le critère de consommation nette et celui prévu pour le mécanisme de capacité. Les résultats de cette concertation devront faire l'objet d'une nouvelle délibération de la CRE.

- **Evolution des canaux de transmission de l'information entre RTE et les GRD**

La solution provisoire retenue pour l'hiver 2014 – 2015 ne permettait pas une automatisation de la transmission de l'information entre RTE et les GRD, en particulier les ELD, et maintenait le dispositif antérieur d'une transmission du signal à ERDF par EDF.

Conformément à la délibération du 30 octobre 2014, les travaux ont visé à mettre en place un dispositif pérenne de transmission automatique de l'information.

Ce dispositif est composé d'un service web (webservice) mis en œuvre par RTE, permettant la récupération automatisée de l'information par les GRD et de l'envoi de mails signés. Ces deux canaux ont fait l'objet de tests et sont en cours de mise en œuvre pour être opérationnel au 1^{er} septembre 2015, date du début de l'année Tempo. Ces deux canaux sont complétés par l'envoi de SMS à des personnes identifiées par les GRD.

- **Transparence de l'algorithme**

La délibération du 30 octobre 2014 prévoit que les acteurs fixent en concertation les éléments méthodologiques relatifs à l'algorithme devant faire l'objet d'un partage auprès des fournisseurs. Ces éléments sont en effet nécessaires afin de construire des offres de marché.

RTE a présenté en concertation les références des données d'entrée de l'algorithme ainsi que les principes de fonctionnement.

RTE a proposé aux fournisseurs de lui transmettre, par l'intermédiaire de la CRE le cas échéant, des scénarios d'entrée afin de les intégrer à son modèle et simuler ainsi pour le compte des fournisseurs, le tirage des jours rouges et blancs. Les fournisseurs considèrent que ces éléments sont insuffisants et souhaitent disposer entre autres, des valeurs d'usages quotidiennes et des seuils de déclenchement.

- **Ouverture du signal aux offres Tempo pro**

Conformément à la délibération du 30 octobre 2014, la concertation s'est poursuivie sur l'ouverture du signal aux offres de type Tempo Pro. Le tarif réglementé de vente Tempo Pro est actuellement en extinction. De ce fait, la contestabilité de ce tarif ne joue pas pour le développement d'offres de marché.

Les travaux en concertation ont retenu le principe d'une ouverture du signal pour ce type d'offres. ERDF mènera les évolutions de son système d'information afin de rendre possible le développement d'offres de marché de type Tempo Pro à compter de l'été 2015.

- **Conséquence de l'arrivée des compteurs Linky**

Les compteurs Linky vont permettre à chaque fournisseur de déterminer les périodes de prix plus élevés grâce à la fonctionnalité « pointes mobiles ». A la pose du compteur Linky, le signal 175Hz ne sera plus utilisable.

Le groupe de concertation a examiné les conséquences de la pose des compteurs sur l'activation des périodes de pointe ainsi que la question du maintien d'une unicité des périodes de pointe entre les clients équipés d'un compteur Linky et ceux équipés de compteurs classiques.

La communication d'un compteur Linky avec son concentrateur n'est pas immédiate après la pose du compteur. Un délai de plusieurs jours est nécessaire, pendant lequel le compteur n'est pas téléopérable. Un compteur Linky posé chez un client bénéficiaire d'une offre Tempo ou équivalente, pourrait ne pas permettre le tirage de jours rouges ou blancs pendant plusieurs jours.

Une majorité d'acteurs membres du groupe de travail n'est pas favorable à un rattrapage des jours non tirés pendant la période de non communication du compteur Linky, qui pourrait être source de confusion pour les consommateurs et qui s'avère techniquement difficile à mettre en place au regard des systèmes d'information d'ERDF.

La mise en œuvre de périodes de pointes différentes pour les tarifs réglementés de vente selon que le consommateur est équipé d'un compteur Linky ou non, nécessiterait une modification de l'arrêté tarifaire. A défaut d'éléments justifiant cette distinction, la DGEC est plutôt favorable à maintenir une unicité du signal pour les tarifs réglementés de vente.

- **Convergence signal Tempo – mécanisme de capacité**

RTE ainsi que plusieurs fournisseurs ont soulevé l'intérêt de faire converger le mécanisme Tempo avec le mécanisme de capacité. En effet une telle convergence permettrait de limiter le nombre de dispositifs que RTE devra gérer et renforcera l'utilisation des offres de fourniture à effacement dans le mécanisme de capacité, soit en réduction de la consommation pour les périodes PP1⁸⁹, soit en effacement pour les périodes PP2⁹⁰.

Néanmoins, une telle convergence nécessite de traiter certains points au préalable sur un plan technique et réglementaire.

Une année Tempo n'est pas compatible avec une année de mécanisme de capacité puisqu'une année Tempo démarre le 1^{er} septembre alors que le mécanisme de capacité fonctionne en année civile. Ainsi, la bascule au 1^{er} janvier 2017 du mécanisme Tempo sur le mécanisme de capacité nécessite de traiter les jours rouges tirés entre le 1^{er} novembre et le 31 décembre pour éviter que le consommateur se voit affecter un nombre de jours rouges plus élevés que ceux prévus sur l'année Tempo.

Le nombre de jours rouges Tempo est également différent de celui des jours PP1 : les jours rouges correspondent à un stock fixe de 22 jours qui doivent être tirés dans l'année Tempo alors que le nombre de jours PP1 est un stock variable compris entre 10 et 15 jours.

Enfin, les plages horaires pendant lesquelles s'appliquent les jours rouges sont également différentes de celles du mécanisme de capacité. Les jours rouges « Tempo » en heures pleines s'appliquent sur

⁸⁹ La période de pointe PP1 constitue la période sur laquelle la mesure de la consommation constatée est effectuée pour être intégrée à la détermination de la puissance de référence et in fine au volume de l'obligation de capacité.

⁹⁰ PP2 est la période de pointe utilisée dans les méthodes de certification et de contrôle des capacités.

une durée de 16h00 (de 6h00 à 22h00) alors que le mécanisme de capacité s'applique sur une durée de 10 heures (de 06h00 à 15h00 puis de 18h à 20h).

L'application des plages horaires du mécanisme de capacité aux jours Tempo nécessiterait de traiter l'absence d'index pour mesurer la consommation sur ces plages horaires et les impacts en termes de profilage.

Le groupe de concertation poursuivra les travaux afin d'examiner les solutions envisageables pour traiter ces sujets.

5.3. La CRE vise à remédier à une concurrence très peu développée sur le territoire des entreprises locales de distribution

La section 1 du présent rapport dresse un état des lieux de l'ouverture à la concurrence sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel à la fin de l'année 2014. Cette section met en évidence le retard des territoires des ELD en termes d'ouverture à la concurrence par rapport au reste du territoire, en électricité comme en gaz naturel. Les ELD représentent 5 % des sites raccordés aux réseaux de distribution en électricité et 4,5 % en gaz naturel.

La partie suivante vise à présenter la situation des territoires des ELD en termes d'ouverture à la concurrence et à étudier les raisons de ce retard, au travers de la vision des acteurs. Les analyses chiffrées de cette partie sont restreintes aux périmètres des six principales ELD en électricité et des trois principales ELD en gaz naturel⁹¹.

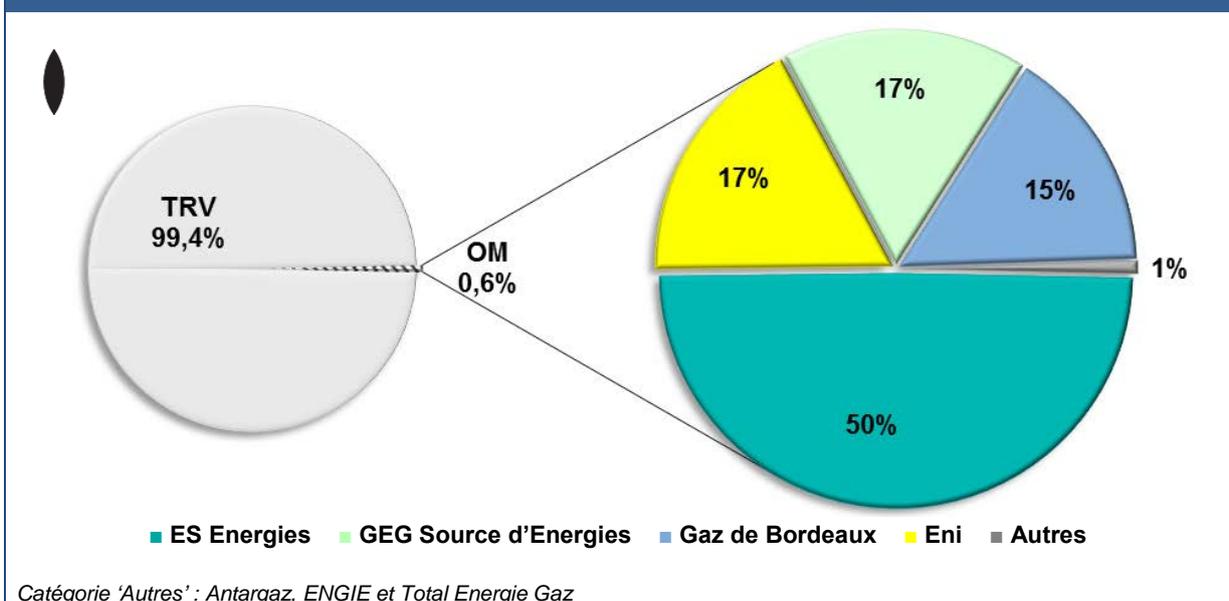
5.3.1. La concurrence est inexistante sur le segment des clients résidentiels

Sur le segment des clients résidentiels, la concurrence est quasi-inexistante sur le territoire des ELD aussi bien en électricité qu'en gaz naturel. Au 31 décembre 2014, moins de 0,1 % des sites résidentiels en électricité et 0,1 % des sites résidentiels en gaz naturel sont en offre de marché chez un fournisseur alternatif. Sur ces territoires, la quasi-totalité des clients résidentiels est aujourd'hui aux TRV.

La figure ci-dessous présente les parts de marché des fournisseurs de gaz naturel sur le segment des clients résidentiels en offre de marché, sur le territoire des ELD. Un seul fournisseur alternatif, Eni, dispose d'une part de marché supérieure à 3 %. Il est important de noter que les offres de marché ne représentent que 0,6 % des volumes destinés aux clients résidentiels. En électricité, les offres de marché représentent une part infime des volumes sur le segment des clients résidentiels (0,01 %). Pour cette raison, la figure des parts de marché des fournisseurs d'électricité n'est pas présentée.

⁹¹ Les principales ELD en gaz naturel étudiées ici sont Gaz de Bordeaux, ES Energies et Gaz Electricité de Grenoble, fournisseurs historiques sur les territoires respectifs de RÉGAZ, Réseau GDS et Gaz Electricité de Grenoble. En électricité, il s'agit des 6 ELD suivantes : ES Énergies Strasbourg (territoire d'Electricité de Strasbourg), Gaz et Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis-deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

Figure 116. Ventilation des offres de marché par expéditeurs finals à fin 2014, en volume, sur les réseaux des 3 principales ELD de gaz naturel, sur le segment des clients résidentiels



Source : GRD - Analyse : CRE

Selon le site énergie-info.fr, sur le territoire des principales ELD en gaz naturel et en électricité, seuls les fournisseurs historiques proposent aujourd'hui des offres aux clients résidentiels. Eni, présent sur ces territoires, a désormais cessé de commercialiser ses offres destinées aux clients résidentiels. Sur les territoires de certaines ELD, comme ceux de GEG et SRD, seuls les TRV sont proposés aux consommateurs. Les autres ELD étudiées proposent, en complément de l'offre au tarif réglementé, une offre de marché dont le niveau est généralement aligné sur celui du TRV, ou bien des offres vertes.

Consultation des fournisseurs : concurrence sur le territoire des ELD pour les clients résidentiels

Lors des consultations avec les fournisseurs, les ELD ont confirmé que les fournisseurs alternatifs étaient peu ou pas actifs sur les clients résidentiels. Un certain nombre de fournisseurs ont signé des contrats GRD-F⁹² en électricité ou CAD⁹³ avec les ELD gaz (une dizaine sur chaque ELD), prérequis pour adresser des offres de marché sur le territoire d'un GRD. Cependant les fournisseurs ne viennent pas démarcher les clients résidentiels.

Les fournisseurs alternatifs ont reconnu, dans l'ensemble, ne pas être présents sur les territoires des ELD, sauf dans le cadre de clients multi-sites non résidentiels. Selon eux, la méconnaissance des consommateurs de l'ouverture à la concurrence et de l'existence de fournisseurs alternatifs est encore plus importante sur le territoire des ELD. Les consommateurs sont très attachés aux fournisseurs historiques, ce qui est le cas sur l'ensemble du territoire, mais le phénomène est amplifié sur le territoire des ELD du fait de l'implantation locale et de la relation de proximité que les ELD ont su instaurer. Certains fournisseurs évoquent également un problème de confusion entre GRD et fournisseurs, notamment pour les ELD où ces activités ne sont pas séparées.

Les fournisseurs alternatifs sont également confrontés aux difficultés commerciales, administratives et techniques rencontrées sur le segment des non résidentiels (voir encadré suivant).

Cela tend à augmenter les coûts d'acquisition de client sur ces territoires, ce qui explique la réticence des fournisseurs alternatifs à s'y développer.

⁹² Gestionnaire de réseau de distribution – Fournisseur.

⁹³ Contrat d'Acheminement sur le réseau de Distribution de Gaz Naturel.

5.3.2. Sur le segment des clients non résidentiels, la concurrence est plus élevée en gaz qu'en électricité et s'améliore avec la fin des tarifs réglementés de vente

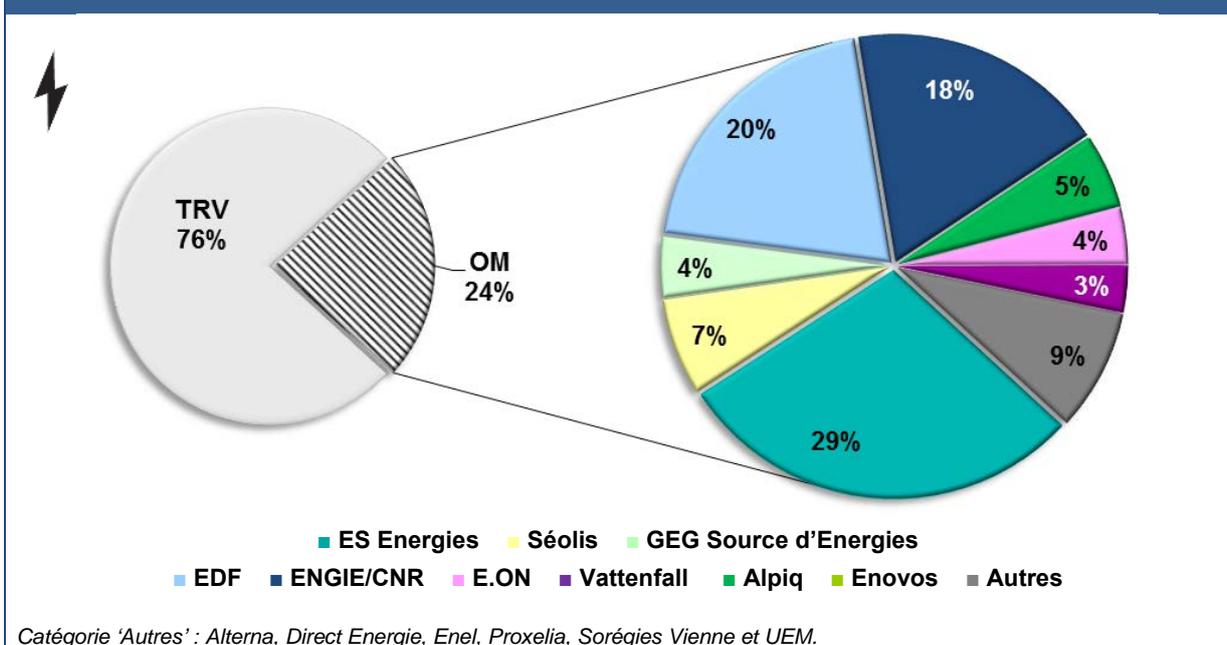
Le segment des clients non résidentiels est plus ouvert à la concurrence, bien qu'il reste en retard par rapport au reste du territoire. La concurrence se concentre essentiellement sur le haut de portefeuille, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel.

En électricité, 1 % des sites, représentant 24 % des volumes, sont en offre de marché au 31 décembre 2014. Les fournisseurs alternatifs et EDF livrent 60 % de ces volumes en offre de marché.

En gaz naturel, 55 % des sites non résidentiels, représentant 73 % des volumes, ont souscrit une offre de marché au 31 décembre 2014, dont 6 % chez un fournisseur alternatif (16 % des volumes). L'ouverture à la concurrence s'est accélérée sur le territoire des ELD en 2014 avec la fin d'une partie des tarifs réglementés de vente, au bénéfice des fournisseurs alternatifs (+ 5,5 % en volume par rapport à 2013) et, surtout, des fournisseurs historiques (+ 13,3 % en volume par rapport à 2013).

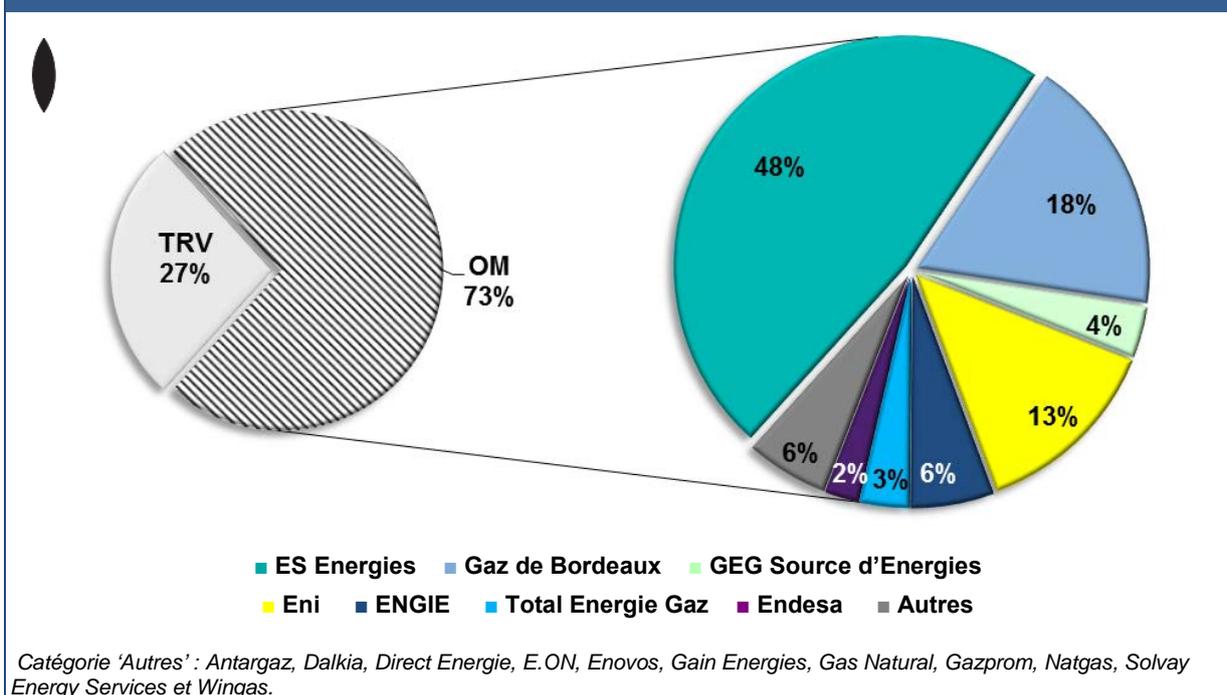
Les Figure 117 et Figure 118, ci-dessous, montrent le degré d'ouverture à la concurrence des marchés non résidentiels sur le territoire des ELD. Elles représentent les parts de marché, en volume, des fournisseurs présents sur le territoire des principales ELD d'électricité et de gaz naturel.

Figure 117. Ventilation des offres de marché à fin 2014, en volume, sur les réseaux des 6 principales ELD en électricité, sur le segment des clients non résidentiels



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 118. Ventilation des offres de marché par expéditeur final à fin 2014, en volume, sur les réseaux des 3 principales ELD de gaz naturel, sur le segment des clients non résidentiels



Source : GRD - Analyse : CRE

La Figure 119 et la Figure 120 ci-dessous, donnent un aperçu de l'ouverture à la concurrence sur le territoire de chacune des ELD étudiées et mettent en évidence les disparités pouvant exister entre les différentes ELD.

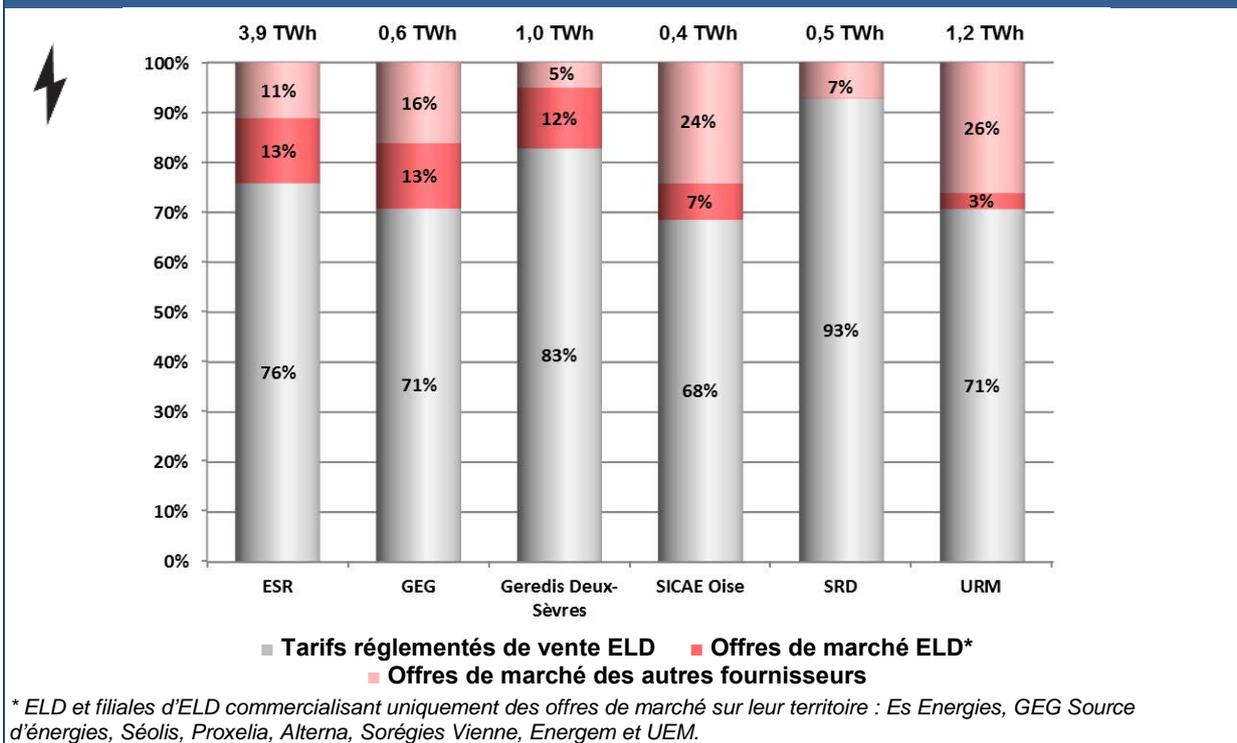
Dans les figures suivantes, les filiales des ELD qui commercialisent exclusivement des offres de marché ne sont pas classées dans la catégorie « fournisseurs alternatifs » contrairement à l'ensemble des analyses du présent rapport. Cette partie étant centrée sur l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD, la CRE a souhaité faire ressortir ces nouveaux fournisseurs et a répertorié leurs offres dans la catégorie « Offres de marché ELD »⁹⁴.

La situation varie d'une ELD à l'autre aussi bien en électricité qu'en gaz naturel mais les différences restent modérées. Il faut noter, par ailleurs, que les volumes livrés aux clients non résidentiels varient de façon significative selon les ELD, en fonction de la taille de leur territoire et de la présence ou non de grands sites industriels.

⁹⁴ Pour rappel, les définitions d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique utilisées dans l'observatoire des marchés de détail ont été modifiées au 2^{ème} trimestre 2014. Dès lors, les filiales des fournisseurs historiques commercialisant uniquement des offres de marché sont considérées comme des fournisseurs alternatifs. Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

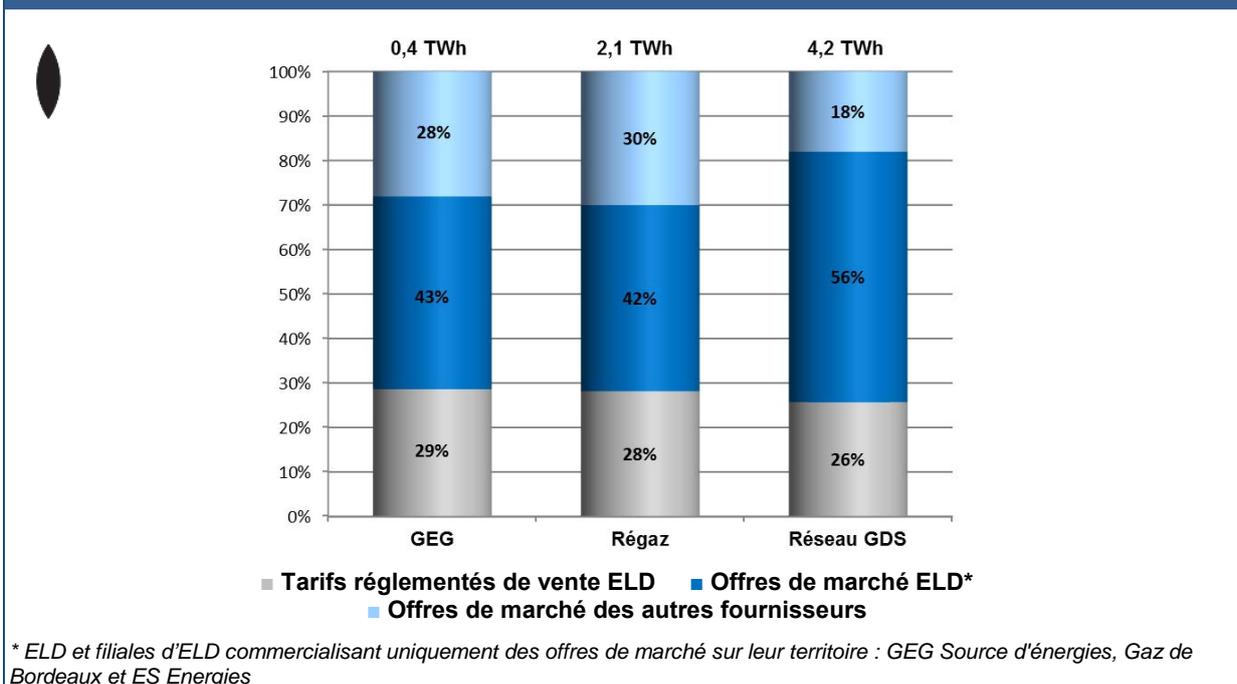
Figure 119. Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en électricité, par type d'offre au 31 décembre 2014, sur les réseaux de chaque ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

En électricité, la situation diffère légèrement selon les ELD. Sur les territoires de SRD et Gérédis Deux-Sèvres, respectivement 7 % et 5 % des volumes ne sont pas fournis par les ELD contre 16 %, 24 % et 26 % respectivement sur les territoires de GEG, de la SICAE de l'Oise et d'URM. Le degré d'ouverture à la concurrence reste bien inférieur à celui du réseau ERDF, y compris sur les ELD les plus ouvertes.

Figure 120. Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en gaz naturel, par type d'offre au 31 décembre 2014, sur les réseaux de chaque ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

En gaz naturel, on constate des similitudes entre le territoire de Régaz, le territoire de GEG et celui de réseau GDS. Sur ces territoires, de nombreux clients non résidentiels se sont tournés vers les offres de marché de leurs fournisseurs historiques. Les offres de marché de GEG Source d'énergies, Gaz de Bordeaux et ES Energies représentent respectivement 43 %, 42 % et 56 % des volumes totaux. L'approche de la suppression des tarifs réglementés de vente n'a pas, au 31 décembre 2014, bénéficié aux autres fournisseurs, les clients ayant privilégié des offres de marché chez leurs fournisseurs historiques.

Consultation des fournisseurs : la concurrence sur le territoire des ELD concernant les clients non résidentiels

- **La vision des ELD en tant que fournisseurs**

Lors des consultations menées par la CRE au début de l'année 2015, les ELD ont indiqué que la concurrence était réellement présente sur leurs territoires, bien que plus modérée sur certains segments. Elles constatent, d'autre part, que l'intensité concurrentielle s'est accentuée rapidement au cours des derniers mois, avec la disparition d'une partie des tarifs réglementés de vente de gaz et l'approche de la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité pour une partie des professionnels. Les ELD jugent que la fin des TRV va contribuer à ouvrir davantage leurs territoires à la concurrence.

Une ELD considère que la concurrence ne se mesure pas uniquement par les parts de marché des fournisseurs alternatifs mais également par le nombre d'offres de marché reçues par un client qui souhaite changer d'offre. Les figures précédentes permettent d'apprécier le nombre de fournisseurs présents sur le territoire de ces ELD, à savoir 10 en électricité et 15 en gaz naturel, toutes ELD confondues.

Les ELD admettent que les modes de gestion sont différents d'une ELD à l'autre mais estiment que cela n'engendre pas de difficultés particulières. Elles sont présentes sur le territoire d'autres ELD et indiquent ne pas avoir rencontré de problèmes pour signer des contrats GRD-F ou CAD avec ces dernières. Seule une ELD invoque l'absence d'homogénéité des systèmes d'information (SI) comme frein au développement sur le territoire de certaines ELD.

- **L'avis des fournisseurs non historiques sur ces territoires**

Lors des consultations, les fournisseurs alternatifs ont indiqué ne pas être présents sur le territoire des ELD à l'exception, pour la plupart des fournisseurs, de la fourniture de clients multi-sites gagnés dans le cadre d'appels d'offres publics ou privés. En électricité, sur le haut de portefeuille, certains fournisseurs proposent néanmoins des offres de fourniture à des clients en contrat CARD, et s'affranchissent ainsi du coût de SI spécifique à l'ELD. Bien que les appels d'offres soient un des seuls vecteurs d'ouverture à la concurrence de ces territoires, ils posent des problèmes à certains fournisseurs qui affirment avoir des difficultés ou être en incapacité de répondre à certains appels d'offres lorsqu'ils comportent des sites sur le territoire de certaines ELD, si ces derniers ne sont pas isolés dans un lot spécifique.

Les principales difficultés invoquées par les fournisseurs pour se développer sur ces territoires sont de trois natures : commerciales, administratives et techniques.

Selon les fournisseurs, une des principales entraves à la pénétration des marchés réside dans la démultiplication des démarches à effectuer. Pour chaque ELD sur le territoire de laquelle les fournisseurs veulent proposer des offres aux clients, les fournisseurs doivent signer des contrats GRD-F en électricité ou des contrats CAD en gaz naturel. Ces démarches, nécessaires pour accéder à un nombre pourtant restreint de clients, augmentent les coûts de gestion de manière significative. L'absence de normalisation des contrats entre GRD et fournisseurs accentue le coût des

démarches. Certains fournisseurs indiquent également rencontrer des difficultés avec des ELD pour signer les contrats GRD-F afin de pouvoir proposer des offres en contrat unique aux clients situés sur ces territoires, notamment des délais importants. Ceci peut empêcher les fournisseurs de remettre une offre définitive au client, ne sachant pas s'ils pourront le basculer sur leur périmètre dans les temps.

L'autre difficulté souvent invoquée concerne l'interfaçage au système d'information des ELD, nécessaire notamment pour remonter les données de facturation des clients. Les ELD disposent de systèmes variés, non harmonisés, qui conduisent généralement à un traitement manuel pour les clients localisés sur ces zones de desserte. La grande diversité des outils empêche l'automatisation de la chaîne de facturation des sites sur ces territoires et tend à augmenter considérablement le coût d'entrée sur ces territoires.

Les fournisseurs demandent l'accélération de la modernisation et de l'harmonisation des SI des ELD afin de faciliter l'ouverture à la concurrence de ces territoires.

Le nombre et la diversité des systèmes d'information exigent des investissements importants afin de s'adapter au système de chaque ELD et s'avèrent dissuasifs pour les fournisseurs. Selon les fournisseurs, le coût de gestion sur les ELD, élevé pour les raisons exposées précédemment, ne leur permet pas d'être compétitifs et rentables. D'autre part, au regard du nombre de sites sur les territoires de chaque ELD, les bénéfices attendus en termes de part de marché ne sont pas suffisants, selon les fournisseurs, pour engager de tels investissements.

D'autre part, la prédominance locale des ELD et leurs liens étroits avec les clients complique le démarchage des clients et freine le développement de la concurrence, de la même façon que sur le segment résidentiel.

Enfin, certains fournisseurs regrettent que certaines mesures appliquées sur le territoire national ne soient pas répliquées sur les ELD, comme par exemple la mise à disposition des informations techniques des sites concernées par la fin des TRV par les gestionnaires de réseaux et des fichiers des clients aux TRV par les fournisseurs (cf. paragraphe 1615.1), ou encore la décision du CORDIS⁹⁵ concernant le règlement de la part acheminement des impayés.

Les fournisseurs alternatifs sont moins optimistes quant à l'effet de la fin des TRV sur l'ouverture à la concurrence de ces territoires. La plupart considère que la fin des TRV ne bénéficiera qu'aux points de livraison appartenant à des clients multi-sites. La fin des TRV pourrait se faire au détriment de certains consommateurs, lorsque seuls les fournisseurs historiques proposent des offres de marché, leur offrant la possibilité de s'arroger une rente de situation.

Dans le contexte particulier de la fin des TRV pour les professionnels, la CRE s'inquiète du manque de concurrence sur le territoire de certaines ELD. Si les tarifs réglementés garantissaient un prix régulé pour l'ensemble des consommateurs, leur disparition devrait accélérer l'ouverture à la concurrence et permettre l'émergence d'offres plus compétitives. Néanmoins, si aucune concurrence n'existe, pour les raisons évoquées précédemment, sur certains territoires, la situation pourrait être préjudiciable au consommateur.

5.3.3. La CRE œuvre à la levée des obstacles à l'ouverture des marchés sur le territoire des ELD

La faible pénétration des fournisseurs non historiques sur les territoires des ELD a déjà été soulevée dans divers rapports de la CRE, en particulier dans ceux relatifs au respect des codes de bonnes conduites.

⁹⁵ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 22 octobre 2010 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE à la société ELECTRICITE RESEAU DISTRIBUTION FRANCE, relatif au contrat GRD-F.

Afin de lever certains obstacles, la CRE a demandé aux ELD d'engager des travaux d'évolution des modalités d'échanges de données et des documents contractuels afin d'assurer une plus grande convergence entre gestionnaires de réseau de distribution.

Ces travaux ont été engagés concernant les flux d'échange en électricité. Ils devraient déboucher prochainement sur une solution assurant la convergence des flux indispensables aux fournisseurs non historiques pour exercer leur activité.

La fin des tarifs réglementés nécessite une accélération de ces travaux et, *a minima*, que les éléments permettant de souscrire les contrats d'accès aux réseaux et de connaître les modalités d'échange des données soient accessibles via un site Internet.

Par ailleurs, afin de permettre aux fournisseurs intéressés de prospecter les clients sur le territoire des ELD et de leur proposer des offres adaptées, la CRE a demandé aux ELD de mettre à la disposition des fournisseurs en faisant la demande les données des clients aux TRV concernés par la suppression des TRV aussi bien en électricité qu'en gaz naturel ainsi que le fichier des clients en offre transitoire à compter de janvier 2016 (cf. paragraphe 5.1.7).

Annexe : Les marchés de détail et les tarifs réglementés en Europe

Le modèle cible de marché de détail de la Commission Européenne

La Commission Européenne (CE) a proposé en février 2015 le paquet « Union de l'énergie »⁹⁶ présentant un cadre stratégique pour « *une union de l'énergie dotée d'une politique solide en matière de changement climatique* ». L'objectif d'une telle union de l'énergie est tout d'abord de « *s'assurer que les consommateurs européens (résidentiels et non résidentiels) disposent d'une énergie sûre, soutenable, compétitive et à des prix raisonnables* ». Comme le précise la CE, « *pour réaliser cet objectif, il faudra modifier en profondeur le système énergétique européen* ».

La vision de la CE pour une union de l'énergie est celle d'une Europe unifiée, où les Etats Membres prennent conscience qu'ils dépendent les uns des autres en mettant au centre le consommateur. Selon la CE, le consommateur doit s'approprier la transition énergétique et utiliser les nouvelles technologies qui lui sont proposées afin de jouer un rôle plus actif dans le marché.

D'après la CE, le marché de détail ne fonctionne pas de manière optimale. Les symptômes de ces dysfonctionnements s'illustrent pour les consommateurs résidentiels par un choix insuffisamment diversifié de fournisseurs ou d'offres, des factures trop élevées ou une protection juridique insuffisante. Avec les avancées actuelles, telles que l'émergence des compteurs intelligents, les consommateurs ont une possibilité de participer au marché en maîtrisant leur consommation et éventuellement en autoproduisant. D'après la CE, ceci introduira plus de flexibilité dans le marché et permettra aussi de réduire les factures des consommateurs. Dans ce cadre, la CE encourage et soutient le déploiement des compteurs intelligents, et tient à promouvoir le développement d'appareils et réseaux intelligents, afin de développer des modes de consommation d'énergie flexibles. Dans le cadre des feuilles de route établies par la CE, les actions à entreprendre concernant le marché de détail se focalisent autour du consommateur. Elles peuvent se résumer ainsi : « *donner aux consommateurs de véritables choix (de fournisseur, d'offre...); déployer les dispositifs d'effacement de la consommation; utiliser des technologies intelligentes; établir des liens entre marchés de gros et marchés de détail; éliminer les tarifs réglementés; adopter des mesures d'accompagnement pour protéger les consommateurs vulnérables* ».

Dans la suite de ces travaux, la CE a lancé, en juillet 2015, une consultation publique portant sur le nouveau design du marché de l'énergie⁹⁷. Dans sa communication accompagnant la consultation publique, la CE présente une vision nouvelle pour la transition du système électrique. Comme le précise la CE dans son communiqué, le concept du marché électrique actuel a été créé à une époque où la production était centralisée et où les centrales électriques, en grande partie alimentées par les combustibles fossiles, avaient pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs présents sur un territoire délimité, généralement national, dans lequel tous les consommateurs étaient considérés comme passifs. Aujourd'hui, le rôle des marchés évolue dans un paysage où le nombre d'acteurs impliqués augmente en raison de la décentralisation de la production. La CE note que le marché de l'énergie doit s'adapter à cette nouvelle réalité, d'où la nécessité d'un nouveau design. Plusieurs points sont mis en avant par la CE afin de fonder un nouveau modèle de marché et ainsi créer un vaste marché européen de l'électricité pleinement opérationnel. Les propositions de la CE sont les suivantes :

⁹⁶ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_fr.pdf

⁹⁷ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v11.pdf

- Établir des marchés de gros à court terme transfrontaliers. Dans de nombreux États membres, le fonctionnement du marché pourrait être sensiblement amélioré par l'introduction de couplages des marchés, en développant de flux transfrontaliers et en renforçant les échanges infra journaliers.
- Améliorer l'intégration des énergies renouvelables en créant un marché avec des zones définies de manière à envoyer les bons signaux de prix. La poursuite du développement des interconnexions et la mise en place de mécanismes d'effacement contribueront également à augmenter la flexibilité afin d'intégrer les énergies renouvelables dans le marché ;
- Renforcer les liens entre les marchés de gros et de détail afin que les prix proposés aux consommateurs reflètent les variations des prix de gros ;
- Coordonner au niveau régional les politiques nationales ;
- Adapter le cadre réglementaire pour les marchés intégrés en donnant un rôle accru à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) sur la supervision du fonctionnement des marchés intégrés et des infrastructures transfrontalières ;
- Définir un cadre pour la création de mécanismes de capacité transfrontaliers en déterminant les rôles et les responsabilités de chaque acteur et en encadrant la méthodologie de calcul et de répartition de la capacité transfrontalière.

À la suite de cette consultation publique, la CE proposera de nouveaux textes législatifs fin 2016.

État des lieux des marchés de détail en Europe : les tarifs réglementés

Plusieurs pays justifient la nécessité de maintenir des prix réglementés afin de protéger les consommateurs finals, en particulier résidentiels, de prix trop élevés. La CE entreprendra des actions afin de « *faire disparaître graduellement les prix réglementés inférieurs aux coûts, grâce aux cadres applicables en matière de concurrence et de gouvernance économique* ». D'autre part, elle soutient et invite les états membres à « *dresser une feuille de route pour la suppression progressive de l'ensemble des prix réglementés* »⁹⁸.

Dans leur rapport de surveillance publié en octobre 2014, l'ACER et le CEER⁹⁹ avancent qu'une régulation des prix peut décourager les nouveaux entrants, augmenter l'incertitude des investisseurs, et dissuader les consommateurs de changer de fournisseurs. Selon ce rapport, la construction des prix réglementés devrait être conforme aux dispositions du 3^{ème} paquet énergie et ces prix devraient être supprimés dans les pays où la concurrence sur le marché de détail s'est suffisamment développée.

L'état des lieux fait par l'ACER et le CEER dans le cadre de leur rapport montre qu'au 31 décembre 2013, des prix réglementés existaient dans 15 pays (sur 29) en électricité et dans 15 pays (sur 26) en gaz naturel. En ce qui concerne l'électricité, au cours de l'année 2013, deux pays, l'Estonie et la Grèce, ont supprimé leurs prix réglementés pour les consommateurs résidentiels. Le Portugal est entré dans la phase finale de sa feuille de route et devrait les supprimer à la fin de l'année 2015 pour les consommateurs résidentiels. D'autres pays, comme la Lettonie, la Lituanie, la Pologne ou encore la Slovaquie ont aussi adopté une feuille de route de suppression des prix réglementés, mais sont encore loin d'atteindre l'objectif. La Roumanie, quant à elle, a franchi une première étape entre 2012 et 2013 concernant les consommateurs industriels et devrait achever le processus à la fin de l'année 2017, date à laquelle la Danemark devrait aussi supprimer ses prix réglementés.

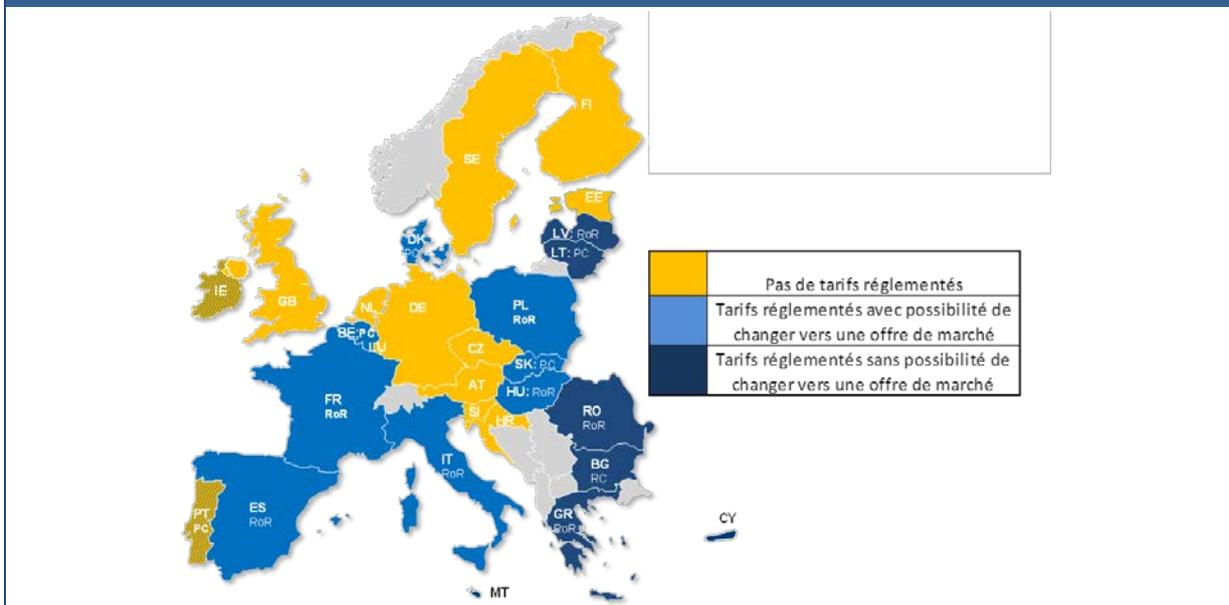
Les feuilles de routes proposées par l'ensemble de ces pays montrent que les prix réglementés en électricité seront supprimés plus tôt que ceux en gaz. En gaz, la dérégulation en Irlande a pris effet en 2014 et la Roumanie devrait supprimer ses prix réglementés pour toutes les catégories de

⁹⁸ http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0003.03/DOC_1&format=PDF

⁹⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2014.pdf

consommateurs à la fin de l'année 2018. Le Portugal est sur le point d'achever la suppression de ses prix réglementés à la fin de l'année 2015, en gaz comme en électricité.

Figure 121. Les tarifs réglementés de vente en Europe et le type de régulation appliqué, décembre 2013



Source: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013

Dans la majorité des pays disposant toujours de prix réglementés, les consommateurs peuvent changer de fournisseur et choisir un offre au prix réglementé ou en offre de marché, à l'exception de la Bulgarie, la Grèce et la Lettonie concernant le gaz naturel. Malgré la possibilité offerte aux consommateurs, la majorité d'entre eux restent en offre au prix réglementé chez leur fournisseur historique. Il est intéressant de noter, comme c'est le cas en France, que les consommateurs ne changent pas nécessairement d'offre même si les prix réglementés sont supérieurs aux prix de marché. Ceci s'explique notamment par un attachement fort des consommateurs aux fournisseurs historiques et l'image de sécurité et de confort qu'ils véhiculent, mais également par la méconnaissance de l'ouverture du marché ou le peu de gain qu'ils peuvent retirer du changement d'offre au regard des démarches à entreprendre. Comme précise le rapport de l'ACER et CEER, de nombreux pays, en Europe de l'Est, ont des prix réglementés construits de telle manière qu'ils ne couvrent pas les coûts, empêchant ainsi l'existence d'un espace économique nécessaire au développement d'un marché libéralisé et compétitif.

Lexique

ACER (agence de coopération des régulateurs de l'énergie) : organisme européen doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011 et son siège est situé à Ljubljana, en Slovénie. Son objectif est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau européen et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

AFIEG (association française indépendante de l'électricité et du gaz) : association regroupant des opérateurs du secteur électrique et gazier, en particulier des fournisseurs actifs sur le segment des gros consommateurs.

ANODE (association nationale des opérateurs détaillants en énergie) : association regroupant des opérateurs du secteur électrique et gazier, en particulier des fournisseurs actifs sur le segment des petits et moyens consommateurs.

ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) : dispositif instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 (codifiée aux articles L. 336-1 et suivants du code de l'énergie) permettant, à titre transitoire, aux opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou aux gestionnaires de réseaux pour leur pertes d'acheter, auprès d'EDF, des volumes d'électricité produite par ses centrales nucléaires situées sur le territoire national et mises en service avant le 7 décembre 2010, à prix régulé, à des conditions définies par les textes réglementaires, et dans une limite globale de 100 TWh par an.

CAR (consommation annuelle de référence) (G) : estimation de la quantité de gaz consommée, exprimée en kWh, pour un point de comptage donné, pendant une année et à conditions climatiques moyennes. Elle est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau chaque année.

CARD (contrat d'accès au réseau de distribution) (E) : contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et un gestionnaire de réseaux de distribution, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au réseau concerné. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

CART (contrat d'accès au réseau de transport) (E) : contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et RTE, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au Réseau Public de Transport. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

CEER (Council of European Energy Regulators) : association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail (*working groups*) spécialisés dans différents domaines – électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

Changement de fournisseur : action par laquelle un consommateur change de fournisseur pour le même point de livraison (ainsi, les déménagements sont comptabilisés séparément).

Consommation annuelle d'électricité (E) : représente le volume d'électricité qui serait consommé sur une année entière par un portefeuille de clients tel qu'il est composé à une date donnée *t*.

Contestabilité : une offre est dite contestable si un fournisseur, compte tenu de ses coûts d'approvisionnement, est en mesure de proposer au même client un prix plus intéressant que celui de ladite offre.

Contrat d'acheminement (G) : contrat conclu entre un opérateur et un client ou un fournisseur, en application duquel l'opérateur réalise une prestation d'acheminement du gaz sur le réseau de distribution (CAD, contrat d'acheminement distribution) ou sur le réseau de transport (CAT, contrat d'acheminement transport).

Contrat de gré à gré (également dit en OTC, « over-the-counter ») : contrat d'approvisionnement conclu directement entre deux parties, sans passer par une bourse.

CSE (conseil supérieur de l'énergie) : organe consultatif de l'Etat, remplaçant depuis la loi n° 2005-781 le conseil supérieur de l'électricité mis en place par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 regroupant des parlementaires et des représentants de l'Administration, des collectivités locales, des associations de consommateurs et des représentants des entreprises des secteurs électrique, gazier, pétrolier, des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Le CSE est consulté par l'Etat avant l'examen de chaque acte réglementaire relatif au secteur de l'énergie.

CSPE (contribution au service public de l'électricité) : instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise :

- à compenser les charges de service public de l'électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, EDF pour l'essentiel, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution (ELD) ;
- à financer le budget du Médiateur national de l'énergie.

Les charges de service public d'électricité couvrent :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables et les surcoûts résultant des contrats « appel modulable » ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, afin de permettre la péréquation tarifaire dans les ZNI (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein). Les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu'en métropole continentale alors même que les moyens de production y sont plus coûteux ;
- les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale produit de première nécessité (TPN) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;
- les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations.

CTA (contribution tarifaire d'acheminement) : prélèvement additionnel au tarif d'utilisation des réseaux et qui assure le financement des retraites des agents des activités régulées.

CU (contrat unique) : contrat, au sens de l'article L. 111-92 du code de l'énergie, regroupant la fourniture et l'accès aux réseaux, conclu entre un consommateur final et un fournisseur, pour un site de consommation donné.

Démarchage net : différence entre le nombre de clients entrant dans le portefeuille d'un fournisseur et le nombre de clients sortant de ce portefeuille (sans prise en compte des déménagements). Globalement, les flux liés au démarchage sont nuls.

ELD (entreprise locale de distribution) : entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GrDF.

ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) : structure créée par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003. Elle a été dissoute le 1^{er} juillet 2011 avec l'entrée en activité de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Ses travaux ont été intégrés aux activités de l'ACER. L'ERGEG conseillait et assistait la Commission européenne dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. Il comprenait la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y participaient en tant qu'observateurs.

Exeltium : société de capitaux agréée qui a pour activité l'acquisition de contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, mentionnée à l'article 238 bis HV du code général des impôts.

Expéditeur (G) : partie ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport. L'expéditeur peut être, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article L. 111-97 du code de l'énergie.

Fournisseur (E) : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions de l'article L. 333-1 du code de l'énergie et du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 modifié.

Fournisseur (G) : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions de l'article L. 443-1 du code de l'énergie et du décret n° 2004-250 du 19 mars 2004.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques pour l'énergie considérée.

Fournisseur historique : la notion de fournisseur historique utilisée dans le présent rapport recouvre :

(E) dans le cas de l'électricité, EDF et les ELD, ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

(G) dans le cas du gaz naturel, GDF Suez, TEGAZ, les ELD, ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

Gestionnaire de réseau de transport ou de distribution : société en charge de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

HHI – Indice Herfindahl-Hirschman (HHI) : L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Mise en service : démarrage de la fourniture d'un client nouvellement installé, soit sur un point de livraison existant au préalable (cas des mises en service sur site existant), soit sur un nouveau point de livraison (cas des premières mises en service).

Nombre de sites : décompte, à une date donnée, du nombre de sites actifs. Pour un site multifournisseurs :

(E) dans le cas de l'électricité, celui-ci est rattaché au portefeuille de son fournisseur principal (responsable d'équilibre pour les clients en CARD et CART).

(G) dans le cas du gaz naturel, celui-ci est rattaché au portefeuille dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

Nord-B/Nord-H : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour « bas pouvoir calorifique »). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz H (pour « haut pouvoir calorifique »), dont les propriétés sont celles du gaz distribué sur le territoire à l'exception de la zone Nord-B.

Offre de fourniture : contrat proposé par un fournisseur à un consommateur afin d'assurer à ce dernier son approvisionnement en électricité ou en gaz naturel. Deux types d'offres existent sur le marché :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques sur leur territoire respectif et dont le prix est fixé par les pouvoirs publics. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions.
- les contrats en offre de marché, qui peuvent être proposés par tous les fournisseurs.

Outil de pricing : permet d'effectuer des estimations des coûts afférents à la fourniture d'un type de client donné. Ces analyses permettent *in fine* de réaliser des études de contestabilité d'une offre de marché vis-à-vis du tarif réglementé de vente. La CRE a développé des outils pour le marché de l'électricité et pour le marché du gaz naturel.

Offre transitoire : offre par défaut sur laquelle sont automatiquement basculés les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date à laquelle ceux-ci ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente, conformément au paragraphe III de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014.

Offre verte : Les offres dites « vertes » désignent les offres dont la totalité de l'électricité provient de sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, solaire, géothermique, hydraulique, marine ou encore l'énergie issue de la biomasse (bois, gaz de décharge, gaz de stations d'épuration d'eaux usées, biogaz...) ou de cogénération. Le mécanisme des garanties d'origine permet de prouver au consommateur que l'électricité qu'il consomme est issue des énergies renouvelables ou de la cogénération.

PEG (point d'échange de gaz) (G) : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Périmètre d'équilibre (E) : le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, imports) et des éléments de soutirage (sites physiques de consommation, vente sur la bourse ou à d'autres acteurs de manière bilatérale).

Point d'entrée (G) : point physique où l'expéditeur met à disposition de GRTgaz tout ou partie du gaz en exécution du contrat d'acheminement. Un point d'entrée est rattaché à une et une seule zone d'équilibrage.

Résiliation de contrat :

(E) en électricité, elle correspond à l'arrêt contractuel de fourniture d'électricité d'un site donné. Le site sort alors du périmètre de livraison de son ancien fournisseur et passe du statut d'actif à inactif (point sans fournisseur).

(G) en gaz naturel, celle-ci se fait en même temps que la mise hors service du site.

Responsable d'équilibre (E) : opérateur engagé contractuellement, auprès de RTE, à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité soutirée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier etc.)

Segments du marché de détail :

(E) le marché de détail est divisé en quatre segments :

- Grands sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- Sites moyens non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- Petits sites non résidentiels : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- Sites résidentiels : sites de particuliers. En général, leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle inférieure à 10 MWh.

La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

(G) le marché de détail est divisé en trois segments :

- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels, raccordés au réseau de distribution

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

Site : lieu de consommation de gaz ou d'électricité. Un site peut comporter plusieurs points de livraison (compteurs).

Spot : énergie achetée pour un jour donné, soit le jour avant (DA : *day ahead*), soit dans la journée même (WD : *within day*). Ces achats sont utilisés entre autres pour l'équilibrage.

TRV (tarif réglementé de vente) : les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques.

(E) En électricité, les TRV se décomposent en trois catégories tarifaires. Les sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA se fournissent au tarif bleu, les sites raccordés en basse tension et souscrivant une puissance comprise entre 36 kW et 250kW se fournissent au tarif jaune et enfin les sites raccordés en haute tension (HTA et HTB) et souscrivant une puissance supérieure à 250 kW se fournissent au tarif vert.

Plusieurs options tarifaires sont disponibles, selon les catégories tarifaires considérées.

Un client au tarif bleu peut choisir entre trois options :

- Base : le tarif est le même pour toutes les heures de l'année.
- Heures pleines/heures creuses : il existe deux niveaux de prix en fonction de l'instant de consommation

- Tempo : le prix dépend de l'instant et du jour de consommation (trois périodes existent : bleu, blanc et rouge)
L'option EJP (effacement jours de pointe) est en extinction et non disponible à la souscription.

(G) Les tarifs réglementés de vente de gaz sont de deux types :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an.
- les tarifs à souscription, destinés aux professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an.

Tarifs d'utilisation des infrastructures

(E) TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (transport et distribution), couvrant les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux publics pour l'exploitation et l'entretien des réseaux, ainsi que leur développement afin de permettre le raccordement des producteurs et des consommateurs. Ces tarifs sont élaborés par la CRE de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace en prenant en compte les orientations de politique énergétique indiquées par le gouvernement. Ces tarifs sont transmis aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

(G) Les tarifs d'utilisation des infrastructures régulées en gaz naturel sont fixés par la CRE : **ATRT** pour l'accès des tiers aux réseaux de transport, **ATRD** pour l'accès des tiers aux réseaux de distribution et **ATTM** pour l'accès des tiers aux terminaux méthaniers. L'accès au stockage n'est pas régulé.

Taux de rotation ou taux de *switch* : d'après la définition de l'ERGEG, le changement de fournisseur correspond à l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Le taux de *switch* est le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client, et du nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de *switch* ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseur.

Le taux de *switch* annuel se calcule de la manière suivante :

- Somme sur l'année considérée
 - o des changements de fournisseur, chez tous les fournisseurs, ayant lieu pendant cette année
 - o des mises en service de nouveaux sites chez les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de l'année considérée.

TCFE (taxe sur la consommation finale d'électricité) : depuis le 1^{er} janvier 2011, les taxes locales sur l'électricité (TLE), qui étaient perçues par les communes et les départements, ont été remplacées par la taxe sur la consommation finale d'électricité, répartie entre les communes et les départements.

Ventes brutes : indicateur calculé, pour un fournisseur, comme la somme des changements de fournisseur en sa faveur et des mises en service. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur lors de l'acquisition de nouveaux sites. Elles représentent donc l'ensemble des clients acquis par les fournisseurs mais ne tiennent pas compte des clients que ce dernier a pu perdre au cours de la même période.

Ventes nettes : indicateur calculé, pour un fournisseur, comme les ventes brutes de ce fournisseur auxquelles est soustrait le nombre de clients perdus, soit lors d'un changement de fournisseur en sa défaveur, soit lors d'une résiliation de contrat. Les ventes nettes représentent donc le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis dans son portefeuille durant la période considérée.

ZET (zone d'équilibrage transport) : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz. Chaque expéditeur est soumis à une obligation générale d'équilibrage sur chaque zone d'équilibrage et ce afin de limiter l'ampleur des déséquilibres à compenser par les GRT. Fin 2011, il y a quatre zones d'équilibrage en France, les zones Nord-B, Nord-H et Sud pour le réseau GRTgaz et la zone Sud-Ouest pour le réseau TIGF.

ZNI (zones non interconnectées) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées par des lignes électriques au réseau métropolitain continental (DOM, Corse, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes).

Tableaux

Tableau 1. Segments de clientèle en électricité.....	24
Tableau 2. Segments tarifaires des consommateurs raccordés au réseau de distribution	54
Tableau 3. Hausse tarifaire et niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité en vigueur au 1 ^{er} novembre 2014	74
Tableau 4. Comparaison des factures annuelles 2014 estimées et effectives pour un client type « chauffage » en gaz naturel.....	98
Tableau 5. Comparaison des factures annuelles 2014 estimées et effectives pour un client type « HPHC » en électricité	99
Tableau 6. Offre duale <i>E-Dolce</i> à prix fixe pendant 2 ans chez ENGIE, au 30 juin 2014.....	101
Tableau 7. Offres séparées en électricité et gaz <i>E-Dolce</i> à prix fixe pendant 2 ans chez ENGIE, au 30 juin 2014.....	101
Tableau 8. Offres duales <i>Online</i> et <i>Directe</i> chez Direct Energie au 30 juin 2014.....	102
Tableau 9. Offres séparées <i>Online</i> et <i>Directe</i> en électricité et en gaz chez Direct Energie au 30 juin 2014.....	102

Figures

Figure 1. Typologie des sites en électricité au 31 décembre 2014	25
Figure 2. Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2014	27
Figure 3. Connaissance du droit de changer de fournisseur d'énergie (en %).....	28
Figure 4. Connaissances des consommateurs sur l'ouverture des marchés	28
Figure 5. Fournisseurs nationaux d'électricité actifs au 31 décembre 2014	30
Figure 6. Répartition des offres en nombre de sites et en consommation.....	30
Figure 7. Répartition des offres par segment de clientèle, en nombre de sites, au 31 décembre 2014	31
Figure 8. Répartition des offres par segment de clientèle, en consommations annualisées, au 31 décembre 2014	31
Figure 9. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014.....	32
Figure 10. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2013 et 2014.....	32
Figure 11. Évolution du nombre de sites en offre de marché	33
Figure 12. Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh).....	34
Figure 13. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2014.....	35
Figure 14. Taux de pénétration en volume des fournisseurs alternatifs par segment de clients	36

Figure 15. Répartition des offres de marché des responsables d'équilibre à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels	37
Figure 16. Répartition des offres de marché des responsables d'équilibre à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013 sur le segment des petits sites non résidentiels	37
Figure 17. Répartition des offres de marché des responsables d'équilibre à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013 sur le segment résidentiel	38
Figure 18. Répartition des consommations par secteur d'activité pour les clients transport	38
Figure 19. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD	39
Figure 20. Évolution de la répartition des volumes par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD	39
Figure 21. Évolution du nombre de sites en offre de marché sur le territoire des ELD	40
Figure 22. Évolution de la consommation annualisée en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh).....	40
Figure 23. Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2014	41
Figure 24. Évolution du nombre de changements de fournisseur au cours de l'année 2014	42
Figure 25. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2014	42
Figure 26. Évolution des ventes brutes par trimestre au cours de l'année 2014	43
Figure 27. Évolution des ventes nettes par trimestre au cours de l'année 2014	44
Figure 28. Taux de rotation entre 2008 et 2014 (en nombre de sites).....	44
Figure 29. Fournisseurs nationaux de gaz actifs au 31 décembre 2014	46
Figure 30. Répartition des offres en nombre de sites et en volume.....	46
Figure 31. Répartition des offres par segment de clientèle, en nombre de sites, au 31 décembre 2014	47
Figure 32. Répartition des offres par segment de clientèle, en consommations annualisées, au 31 décembre 2014	48
Figure 33. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014.....	48
Figure 34. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2013 et 2014.....	49
Figure 35. Répartition des sites par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2014.....	50
Figure 36. Répartition des volumes fournis par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2014	51
Figure 37. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché.....	52
Figure 38. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché (en TWh)	52
Figure 39. Répartition des ventes d'ENGIE aux tarifs réglementés de vente en distribution publique en 2014 - 2015.....	53
Figure 40. Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs selon l'option tarifaire	54

Figure 41. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport	55
Figure 42. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution	56
Figure 43. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2014 et évolution par rapport à fin 2013, sur le segment des clients résidentiels	56
Figure 44. Répartition des consommations par secteur d'activité des clients raccordés au réseau de transport de gaz naturel en 2014, hors CCCG	57
Figure 45. Evolution de la consommation annuelle des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) entre 2011 et 2014	58
Figure 46. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD	58
Figure 47. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2013 et 2014 sur le territoire des ELD	59
Figure 48. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché sur le territoire des ELD	59
Figure 49. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh).....	60
Figure 50. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2014	61
Figure 51. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2014	62
Figure 52. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2014	62
Figure 53. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2014	63
Figure 54. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2014	64
Figure 55. Taux de rotation entre 2008 et 2014	65
Figure 56 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2014	66
Figure 57 : Évolution des délais de mise en service sur installation existante sur 2014	66
Figure 58 : Évolution des délais de résiliation sur 2014	67
Figure 59 : Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2014	67
Figure 60 : Évolution des délais de mise en service avec déplacement d'agent sur 2014.....	68
Figure 61 : Évolution des délais de mise hors service sur 2014	68
Figure 62 : Nombre de réductions de puissance en électricité en 2014	69
Figure 63 : Nombre de coupures réalisées en électricité en 2014	69
Figure 64 : Nombre de résiliations réalisées en électricité en 2014.....	70
Figure 65 : Nombre de coupures réalisées en gaz	70
Figure 66 : Nombre de résiliations réalisées en gaz	71
Figure 67 : Comparaison des niveaux moyens des tarifs réglementés par catégorie tarifaire pour l'année 2014 selon les méthodologies de coût comptable avec rémunération et d'empilement	75

Figure 68: Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option heures pleines heures creuses et une puissance de 9 kVA.....	76
Figure 69: Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option Base et une puissance de 6 kVA.....	77
Figure 70: Facture annuelle TTC et HT en euros constants des clients type Base et HPHC	77
Figure 71 : Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel d'ENGIE en moyenne sur l'année 2014.....	79
Figure 72 : Couverture des coûts par tarif au 1 ^{er} juillet 2013	80
Figure 73 : Couverture des coûts par tarif au 1 ^{er} juillet 2014	81
Figure 74 : Couverture des coûts fixes par les abonnements au 1 ^{er} juillet 2014	82
Figure 75 : Couverture des coûts variables par les prix proportionnels au 1 ^{er} juillet 2014	82
Figure 76 : Comparaison au 31 décembre 2014 des factures hors taxes et CTA d'un client se chauffant au gaz pour ENGIE (niveau de prix min et max) et les différentes ELD en euros par an	83
Figure 77 : Comparaison au 31 décembre 2014 des factures hors taxes d'un client se chauffant au gaz pour ENGIE (niveau de prix min et max) et les différentes ELD à coûts de distribution équivalents.....	84
Figure 78 : Pourcentages du nombre total d'ELD ayant choisi d'indexer le coût de leurs approvisionnements sur les différents indices en décembre 2014	85
Figure 79 : Comparaison avec le tarif réglementé des offres de détail d'électricité à prix variable les plus chères et les moins chères pour les deux types de clients considérés	87
Figure 80 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 1	88
Figure 81 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 2	89
Figure 82 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 1	89
Figure 83 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client type 2	90
Figure 84 : Comparaison des offres de détail de gaz naturel à prix variable plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés	92
Figure 85 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n°1 (« cuisson »).....	93
Figure 86 : Comparaison des offres à prix variable les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n° 2 (« chauffage »)	93
Figure 87 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n°1 (« cuisson »)	94
Figure 88 : Comparaison des offres à prix fixe les moins chères de chaque fournisseur, pour le client n°2 (« chauffage »)	94
Figure 89 : Ventilation du nombre de sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel selon le type d'offre (à prix fixe/ variable), au 30 juin 2014	95

Figure 90 : Part des clients résidentiels ayant souscrit une offre duale, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 30 juin 2014	100
Figure 91 : Fonctionnement du mécanisme des garanties d'origine.....	105
Figure 92 : Ventilation par filière de l'origine de l'électricité renouvelable produite et des garanties d'origine émises, en France en 2013	106
Figure 93 : Ventilation par filière de l'origine des garanties d'origine utilisées en France en 2013 et 2014	106
Figure 94 : Répartition de la quantité de garanties d'origine émises en 2013 et 2014 en fonction du demandeur.....	107
Figure 95 : Prévision des installations situées en métropole continentale dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance, par filière, en puissance installée	109
Figure 96 : Evolution de la facture annuelle des différentes offres vertes depuis 2011 pour un client résidentiel type HPHC (Client 2).....	112
Figure 97 : Comparaison des différentes composantes des offres vertes par rapport aux offres classiques équivalentes, pour un client type HPHC, au 30 juin 2014.....	115
Figure 98. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel puis en offres transitoires chez ENGIE, sur le réseau de transport.....	129
Figure 99. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et en offres transitoires chez ENGIE, dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an	131
Figure 100. Evolution de la répartition des sites et de la consommation des clients non résidentiels par type d'offre entre les fins des mois de décembre 2014 et de janvier 2015, sur le réseau de GRDF	132
Figure 101. Evolution du nombre de sites non résidentiels en offres de marché sur le réseau de GRDF	133
Figure 102. Nombre de changements de fournisseur par mois sur le réseau de GRDF (à gauche) et délais de traitement des changements de fournisseurs par GRDF (à droite)	134
Figure 103. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et en offres transitoires, dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an, chez Gaz de Bordeaux et GEG	134
Figure 104. Evolution de la répartition des sites et de la consommation par type d'offre entre la fin des mois de décembre 2014 et de janvier 2015, sur le territoire de Régaz et GEG.....	135
Figure 105. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel et en offres transitoires, dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an, chez ES Energies	136
Figure 106. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel chez ENGIE concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1 ^{er} janvier 2016.....	137
Figure 107. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1 ^{er} janvier 2016, chez Gaz de Bordeaux et GEG	138
Figure 108. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1 ^{er} janvier 2016, chez ES Energies	138
Figure 109. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente d'électricité chez EDF concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1 ^{er} janvier 2016	141

Figure 110. Évolution du nombre de sites aux tarifs réglementés de vente concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1 ^{er} janvier 2016, sur le territoire des ELD	142
Figure 111. Budget des fournisseurs consacré à des campagnes publicitaires en 2014 (en k€/an).....	150
Figure 112. Ventilation du taux d'attrition des différents fournisseurs en fonction du segment de clientèle	152
Figure 113. Evolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2014, en électricité et en gaz naturel	154
Figure 114. Evolution des sites en offre de marché d'ENGIE et des fournisseurs alternatifs, sur le segment des clients résidentiels, en gaz naturel	164
Figure 115. Couleur des jours en fonction de la consommation nette	174
Figure 116. Ventilation des offres de marché par expéditeurs finals à fin 2014, en volume, sur les réseaux des 3 principales ELD de gaz naturel, sur le segment des clients résidentiels	178
Figure 117. Ventilation des offres de marché à fin 2014, en volume, sur les réseaux des 6 principales ELD en électricité, sur le segment des clients non résidentiels.....	179
Figure 118. Ventilation des offres de marché par expéditeur final à fin 2014, en volume, sur les réseaux des 3 principales ELD de gaz naturel, sur le segment des clients non résidentiels	180
Figure 119. Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en électricité, par type d'offre au 31 décembre 2014, sur les réseaux de chaque ELD	181
Figure 120. Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en gaz naturel, par type d'offre au 31 décembre 2014, sur les réseaux de chaque ELD.....	181
Figure 121. Les tarifs réglementés de vente en Europe et le type de régulation appliqué, décembre 2013	187



15, rue Pasquier – 75379 Paris Cedex 08

Tél : 01 44 50 41 00

www.cre.fr

ISSN : 2266-8772