



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

Rapport 2011-2012

Janvier 2013

Sommaire

Sommaire	1
Synthèse.....	2
SECTION I – Présentation générale	7
1. Missions de la CRE concernant l’observation et la surveillance des marchés de détail.....	8
2. Méthodologie de la surveillance des marchés de détail.....	9
3. Ouverture du marché de l’électricité.....	11
4. Ouverture du marché du gaz naturel.....	14
SECTION II – État des lieux au 31 décembre 2011	16
1. Électricité	17
2. Gaz naturel	33
SECTION III – Analyse économique de la fourniture sur les marchés de détail.....	51
1. Présentation et périmètre de l’analyse	52
2. Conditions d’approvisionnement des fournisseurs sur le marché de l’électricité.....	53
3. Analyse des prix sur le marché de détail de l’électricité.....	75
4. Conditions d’approvisionnement des fournisseurs sur le marché du gaz.....	93
5. Analyse des prix sur le marché de détail du gaz.....	95
SECTION IV – Analyse qualitative de la transparence et du fonctionnement du marché de détail ...	102
1. Enquête auprès des clients résidentiels.....	103
2. Entretiens avec les acteurs de marché	104
3. Politiques commerciales des fournisseurs	108
4. Suivi des processus clés	110
SECTION V – Mesures proposées	113
1. Propositions de mesures favorisant la transparence et le bon fonctionnement des marchés.....	114
2. Précisions et améliorations du dispositif ARENH.....	116
SECTION VI – Annexes	150
1. Lexique	151
2. Table des figures	155
3. Table des tableaux	159

Synthèse

MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Développement de la concurrence

Segment des clients résidentiels, éligibles au tarif bleu résidentiel

Sur ce segment, le marché est ouvert depuis 2007. Force est de constater néanmoins que, depuis cette date, les offres de marché y sont restées très marginales, les tarifs réglementés représentant encore, à fin 2011, près de 94 % des volumes fournis.

Si le tarif réglementé de vente bleu couvrait bien les coûts comptables de production d'EDF en 2011 en moyenne, il était toutefois sensiblement inférieur aux coûts supportés par les fournisseurs alternatifs s'approvisionnant exclusivement sur le marché de gros de l'électricité. La situation n'a pas réellement évolué depuis l'entrée en vigueur de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) au 1^{er} juillet 2011, la contestabilité en moyenne du tarif réglementé de vente bleu n'étant toujours pas assurée dans le cadre d'un approvisionnement à l'ARENH et au marché de gros, quelle que soit l'hypothèse de prix de marché retenue.

Les fournisseurs qui disposeraient de moyens d'approvisionnement plus diversifiés, notamment de production, pour compléter cet approvisionnement au marché, pourraient être dans la situation de proposer des offres plus compétitives. Toutefois, la concurrence sur les moyens de production est aujourd'hui très peu développée. Elle porte essentiellement sur les cycles combinés à gaz, dont la rentabilité est fortement obérée par la dégradation récente des conditions économiques. Seul GDF Suez, qui dispose par l'intermédiaire de sa filiale CNR de centrales de production hydroélectriques au fil de l'eau, se trouve actuellement dans des conditions d'approvisionnement manifestement plus favorables que les autres fournisseurs alternatifs d'électricité.

Au surplus, la situation se dégrade en 2012, la hausse tarifaire de 2 % du 23 juillet 2012 étant insuffisante pour couvrir l'évolution des coûts de fourniture estimée entre 2011 et 2012.

Malgré deux importantes évolutions des tarifs en structure en 2009 et 2010, la couverture des coûts comptables d'EDF demeure contrastée entre options tarifaires. En particulier, le tarif TEMPO, toujours proposé aux clients et présentant d'intéressantes propriétés dans le cadre de la poursuite de l'objectif de réduction de la consommation électrique à la pointe saisonnière, est le tarif le plus déficitaire.

Enfin, EDF bénéficie auprès de la clientèle résidentielle d'une image de marque très favorable, liée à sa situation d'opérateur historique, qui a d'autant plus de poids sur le comportement des consommateurs qu'elle se voit potentiellement confondue avec la marque du gestionnaire de réseau ERDF. A cet égard, la CRE a demandé des actions dans le cadre de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Trois fournisseurs nationaux disposent fin 2011 de plus de 3 % de parts du marché libre de ce segment de clientèle : Poweo et Direct Energie, qui ont depuis lors fusionné, et GDF Suez.

Au 31 décembre 2011, parmi les fournisseurs nationaux, seuls Poweo et Direct Energie proposaient des offres moins chères que le tarif réglementé ; ils disposent aujourd'hui d'un peu plus du tiers des parts du marché libre. GDF Suez, qui propose des offres de marché identiques ou plus chères que le tarif, dispose des deux tiers restants. Cette situation appellera de la CRE des investigations complémentaires en 2013.

Segment des clients petits professionnels, éligibles au tarif bleu professionnel

Sur ce segment, la situation est presque similaire au segment résidentiel, les tarifs réglementés restant très largement dominants, avec 84 % des volumes à fin 2011. Toutefois, en raison de hausses plus importantes sur ces tarifs en 2010 que sur le tarif bleu résidentiel, la couverture des coûts comptables d'EDF apparaît légèrement meilleure sur les années 2011 et 2012. Les tarifs à effacement EJP et TEMPO, tous deux en extinction, sont toutefois encore déficitaires. À l'instar des tarifs bleus résidentiels, la contestabilité des tarifs bleus professionnels dans le cadre de la nouvelle organisation du marché de l'électricité n'est, en moyenne, pas assurée.

Quatre fournisseurs nationaux disposent fin 2011 de plus de 3 % de parts du marché libre de ce segment de clientèle : Poweo, Direct Energie, GDF Suez et EDF. EDF y est remarquablement actif, disposant de 51 % des parts du marché libre en volume, à l'instar de GDF Suez, qui en possède 25 %. Le quart restant se partage entre Poweo et Direct Energie.

Segment des autres clients professionnels (moyens et grands sites)

Sur ce segment, les tarifs réglementés de vente, s'ils sont largement dominants en nombre de sites (94 %), ne représentent plus que 49 % des volumes. En effet, depuis l'ouverture du marché à la concurrence en 2000, avec un premier seuil d'éligibilité à 16 GWh, ramené à 7 GWh en 2003, ce sont essentiellement les plus grands sites qui ont exercé leur éligibilité, sans possibilité de revenir au tarif réglementé, afin de profiter, à l'époque, de prix de marché inférieurs à ces tarifs. Ces clients, qui ont pu, à la suite d'une forte augmentation des prix de marché, bénéficier du TaRTAM entre 2007 et 2011, sont tous aujourd'hui sur le marché libre, pour la moitié des volumes chez EDF, pour l'autre moitié chez des fournisseurs alternatifs. Cinq de ces fournisseurs disposent de plus de 3 % du volume du marché libre de ce segment : ALPIQ, ENEL, EON-SNET, GDF Suez-CNR et VAT-TENFALL. Ils concentrent essentiellement leur activité sur les plus grands consommateurs d'électricité, où ils représentent ensemble 16 % des volumes du marché libre. Leurs parts

de marché se sont sensiblement accrues sur le deuxième semestre 2011 après la mise en œuvre de l'ARENH.

Les clients de ce segment qui sont restés aux tarifs réglementés pourront continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2015 et peuvent bénéficier de la réversibilité s'ils exercent leur éligibilité d'ici là.

Les quatre années successives de hausses tarifaires significatives sur ce segment, entre 2008 et 2011, ont permis d'atteindre et de maintenir une situation de couverture moyenne des coûts comptables d'EDF sur les deux catégories tarifaires jaune et vert à partir de 2009. Toutefois, à l'instar du tarif bleu, les fournisseurs alternatifs ne sont toujours pas en mesure, dans les conditions d'approvisionnement actuelles sur les marchés de gros et avec un prix de l'ARENH à 42 €/MWh, de proposer des offres plus compétitives que les tarifs jaunes et verts, ceci d'autant plus qu'ils supportent des frais complémentaires spécifiques au dispositif ARENH (constitution des garanties bancaires, financement du besoin de fond de roulement, etc.) pouvant représenter jusqu'à 50 centimes d'euro par MWh.

Cette situation concurrentielle est difficile tant sur le segment de la clientèle demeurée aux tarifs, qui demeurent non contestables, que pour le segment de clientèle sur le marché libre, où la pression concurrentielle est très forte et les marges commerciales très réduites. En effet, compte tenu du mode de calcul des volumes d'ARENH alloués à ce segment de clientèle, les fournisseurs alternatifs disposent de peu de marge leur permettant de se différencier : leurs achats aux marchés portent sur des volumes de l'ordre de 15 % de la consommation du client et ils supportent par ailleurs des frais complémentaires auxquels n'est pas soumis l'opérateur historique. C'est pourquoi la CRE propose dans le présent rapport des améliorations au dispositif ARENH susceptibles d'augmenter l'espace économique des fournisseurs.

Cas particulier des ELD

Le développement de la concurrence sur le territoire des ELD est très marginal. Les fournisseurs alternatifs préfèrent en effet développer leur activité commerciale sur les zones

couvertes par ERDF, où se concentre la quasi-totalité des consommations. Par ailleurs, les procédures d'échanges de données entre fournisseurs et GRD ne sont pas standardisées d'un territoire à l'autre, du fait de différences entre les systèmes d'information utilisés par les différents GRD. La mise en place de procédures spécifiques est donc nécessaire, ce qui augmente le coût d'acquisition des clients situés dans la zone et diminue d'autant l'attrait de ces territoires.

La CRE envisage cependant de mener en 2013 des analyses complémentaires sur le territoire des principales ELD.

Évolution des prix

L'analyse prospective de l'évolution des tarifs réglementés de vente sur la période 2012-2017 fait apparaître que la hausse de la fac-

ture moyenne hors taxe, CSPE incluse d'un client bleu, résidentiel ou professionnel, qui atteint près de 30 % dans les projections de la CRE en euros courants (dont 10,4 % d'inflation), sera due pour plus du tiers à l'augmentation de la CSPE, laquelle s'explique pour l'essentiel par le développement des énergies renouvelables. L'augmentation de la part énergie, représentative de l'approvisionnement d'un client au moyen de l'ARENH et d'un complément acheté sur le marché, représente un autre tiers de cette hausse. Elle a été établie sur l'hypothèse d'une stabilité du prix de l'ARENH en euros constants à partir de 2014.

Compte tenu des volumes d'ARENH alloués aux clients jaunes et verts, plus importants que pour les clients bleus, ceux-ci supporteront des hausses de prix moindres d'ici à 2017.

MARCHÉ DU GAZ

Segment des clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution, éligibles aux tarifs en distribution publique de GDF Suez

Les clients de ce segment sont éligibles aux tarifs proposés par GDF Suez en distribution publique : Base (usage cuisson), B0 (usage eau chaude), B1 (usage chauffage individuel), B2I (usage chauffage petites chaufferies), B2S (usage moyennes chaufferies) et TEL (grandes chaufferies).

Sur ce segment, le développement de la concurrence à fin 2011 est extrêmement contrasté entre :

- Les clients de l'option T1 (tranche de consommation de 0 à 6 MWh), qui recouvre les tarifs Base et B0, structurellement déficitaires en couverture des coûts depuis l'ouverture du marché. Les fournisseurs alternatifs s'y partagent un peu moins de 6 % du marché libre, en légère régression par rapport à 2010.
- Les clients de l'option T2 (tranche de consommation de 6 à 300 MWh), qui recouvre

les tarifs B1 et B2I, pour lesquels la couverture des coûts de GDF Suez était assurée au moins depuis 2010 et jusqu'à début 2012. Pendant cette période, les fournisseurs alternatifs étaient en mesure de proposer des offres compétitives compte tenu du niveau des prix observés sur le marché du gaz comparativement aux prix des contrats de long terme indexés sur le prix des produits pétroliers. À fin 2011, ils représentent 11,3 % du marché libre, en sensible augmentation par rapport à 2010 (+ 2,7 points).

- Les clients de l'option T3 (tranche de consommation de 300 MWh à 5 GWh), qui recouvre les tarifs B2S et TEL, avec une situation de couverture des coûts globalement plus favorable que sur l'option T2, et pour lesquels la part des alternatifs sur le marché libre s'élève à 15,7 %, en forte augmentation par rapport à 2010 (+ 4 points)

Il est toutefois possible que la dynamique concurrentielle ait été affectée en 2012 par la divergence observée entre les coûts supportés par GDF Suez et le niveau des tarifs réglemen-

tés tout au long de cette année et sur l'ensemble des tarifs. Toutefois, le mouvement du 1^{er} janvier 2013, qui permet d'atteindre à nouveau une situation de couverture moyenne des coûts, devrait permettre une amélioration de la situation.

Au 31 décembre 2011, sur le segment résidentiel, cinq fournisseurs nationaux disposant de plus de 3 % des parts du marché libre sont actifs : EDF, GDF Suez, POWEO, Direct Energie et Altergaz.

Parmi ces fournisseurs, Poweo, Direct Energie et Altergaz proposent des offres systématiquement moins chères que le tarif réglementé ; ils disposent d'environ un quart des parts du marché libre du segment résidentiel.

EDF propose en 2011 des offres globalement plus chères que le tarif réglementé, mais dispose de 39 % des parts du marché libre à fin 2011. Son activité se concentre très majoritairement sur les mises en service, correspondant notamment à l'installation d'un client dans un nouveau local, lesquelles pèsent par ailleurs pour 90 % de l'ensemble des mouvements observés sur le marché. EDF capte ainsi près du quart des mises en service, ce qui représente plus que l'ensemble des changements de fournisseurs observés sur l'année, changements qui s'effectuent pour l'essentiel au profit des autres fournisseurs alternatifs.

Enfin, GDF Suez possède à fin 2011 les 37 pourcents de parts du marché libre restants.

MESURES PROPOSÉES

Sur la base des analyses du présent rapport, la CRE propose les mesures suivantes pour favoriser le bon fonctionnement et la transparence des marchés de détail :

- Une meilleure information des consommateurs sur le rôle des acteurs du marché est nécessaire.
- Des mouvements en structure et en niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz sont nécessaires.

À l'instar du marché de détail de l'électricité, cette situation mènera la CRE à des investigations complémentaires en 2013.

Segment des clients professionnels éligibles aux tarifs à souscription de GDF Suez ou TEGAZ

Au 31 décembre 2011, les volumes de gaz naturel vendus au tarif réglementé de vente ne pèsent plus que 7 % sur ce segment, reflétant un développement de la concurrence extrêmement avancé.

La part du marché libre des fournisseurs alternatifs pour les clients raccordés au réseau de distribution et consommant plus de 5 GWh est de 36,4 %, en très forte hausse de 7,6 points par rapport à 2010.

La part du marché libre des fournisseurs alternatifs pour les clients raccordés au réseau de transport est de 50 %, en forte hausse de 6 points, principalement au détriment de GDF Suez, qui perd 9 points entre 2010 et 2011 à 32 %. Trois fournisseurs s'y partagent un peu moins de 30 % des parts du marché libre : ENI, EON et EDF.

Cas particulier des ELD

À l'instar de l'électricité, le développement de la concurrence sur le territoire des ELD en gaz est très marginal, pour des raisons identiques. La CRE envisage d'y mener en 2013 des analyses complémentaires.

- Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les gros consommateurs (à partir du tarif B2S) devraient être supprimés.

Par ailleurs, dans le cadre du dispositif ARENH, la CRE estime utile d'examiner les précisions et améliorations qui pourraient être apportées sur les points ci-après :

- La réduction du délai entre le dépôt du dossier de demande d'ARENH et le début de la période de livraison ;

- La modification de la période de référence pour le calcul des volumes d'ARENH afin de mieux tenir compte des heures de faible consommation ;
- L'assouplissement de la clause de monotonie par l'introduction d'une tolérance ;
- L'adaptation des délais de paiement de la facture ARENH aux pratiques du marché ;
- La révision de certaines dispositions de l'accord cadre relatives aux garanties bancaires ;

- La révision de certaines dispositions relatives au complément de prix.

Enfin, le décret fixant la méthodologie de détermination du prix de l'ARENH, qui doit être adopté en application de l'article L. 331-4 du code de l'énergie, devra permettre de donner une visibilité sur son évolution pluriannuelle.



SECTION I - Présentation générale

1.	Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail.	8
2.	Méthodologie de la surveillance des marchés de détail	9
3.	Ouverture du marché de l'électricité.....	11
4.	Ouverture du marché du gaz naturel.....	14

1. MISSIONS DE LA CRE CONCERNANT L'OBSERVATION ET LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL

L'observation des marchés de détail a débuté dès 2004

Dans le cadre de la mission qui lui a été confiée par les dispositions de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 désormais codifiées à l'article L. 131-1 du code de l'énergie de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals, la CRE a estimé nécessaire, dès 2004, d'apporter 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 un « observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel », document donnant accès à une information fiable et régulièrement actualisée. Il 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 (ERGEG).

L'évolution des missions de la CRE

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, lesquelles disposent :

« [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. La Direction Générale Énergie (DG ENER) de la Commission européenne a en effet établi des indicateurs communs à l'ensemble des pays membres et 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.

2. METHODOLOGIE DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL

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 et continue 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 II du présent rapport de surveillance. L'analyse porte sur l'année 2011.

La deuxième étape vise à établir un diagnostic. 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 (section III du présent rapport), et, d'autre part, sur une analyse qualitative du fonctionnement et de la transparence des marchés de détail (section IV).

Enfin, l'article L. 131-2 du code de l'énergie, dispose que la CRE « *peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail* ». Cette troisième étape conduit la CRE à formuler les recommandations mentionnées à la section V du présent rapport.

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 et d'un pouvoir d'enquête.

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. Il est ainsi nécessaire de recueillir des données auprès des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs, des consommateurs¹ et des acteurs du marché de gros. Cette collecte est effectuée de façon continue.

¹ Pour le marché de l'électricité, les données utilisées proviennent des sept principaux fournisseurs historiques (EDF, ES Énergies Strasbourg, SICAE de l'Oise, Gaz Électricité de Grenoble, Sorégies, Séolis, 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, URM, SICAE de l'Oise, Géredis Deux-Sèvres et SRD. Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98 % des sites français et de la consommation nationale d'électricité. Certaines données sont par ailleurs issues des grands sites de consommation.

Pour le marché du gaz, les données utilisées proviennent des cinq plus grands fournisseurs historiques (GDF Suez, TEGAZ, Énerest, 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, RÉGAZ, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 99 % des sites français et de la consommation nationale de gaz.

La fiabilité des données reçues de ces opérateurs tiers a fait l'objet, en préalable à l'élaboration du présent rapport, d'une vérification soigneuse, 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 des offres de détail est une question centrale dans le rôle de surveillance de la CRE. En plus des offres publiées sur le comparateur (www.energie-info.fr), qui s'adressent exclusivement au marché de masse, il convenait de mettre à disposition des grands consommateurs un canal de communication avec la CRE afin d'avoir connaissance des offres qui leur sont faites, tout particulièrement dans l'optique d'une disparition des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les segments des moyens et grands consommateurs d'électricité. Deux adresses électroniques d'alerte, elec.info@cre.fr et gaz.info@cre.fr, permettent désormais aux grands consommateurs, qui estimeraient que les offres qui leur sont faites ne traduisent pas l'existence d'une concurrence effective, d'en informer la CRE. Celle-ci peut, sur ce fondement, lancer des analyses ciblées, utilement complétées par des analyses de contestabilité (tant qu'il existe des tarifs réglementés sur le segment considéré).

- l'organisation d'entretiens avec les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel

Une campagne d'entretiens a été organisée au cours du premier semestre 2012 avec les principaux fournisseurs du marché de détail. Ces entretiens ont permis d'aborder toutes les questions relatives au fonctionnement et au développement de la concurrence des marchés de détail. La section IV du présent rapport présente la synthèse des remarques formulées à cette occasion.

Des entretiens seront par la suite organisés à des échéances régulières, dans un format similaire, afin de connaître les pratiques du marché en matière d'approvisionnement, de portefeuille de clientèle ou de stratégie commerciale. Ils permettront par ailleurs d'avoir accès à des éléments de coûts, d'identifier les éventuelles difficultés rencontrées par un nouvel entrant pour pénétrer le marché français, et renforceront les liens avec le régulateur.

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
- des échanges avec les autorités nationales et européennes

La CRE a des échanges réguliers avec les autres autorités administratives nationales telles l'Autorité de la concurrence, l'Autorité des marchés financiers (AMF) et l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP), ainsi qu'avec la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF). Ces autorités ont en effet des domaines de compétence qui recoupent pour partie celui de la CRE, et ont développé des méthodes et une expérience en matière de surveillance de marché de détail qui lui sont utiles. 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. OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

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

- à partir de février 1999, éligibilité des sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 100 GWh ;
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh ;
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh ;
- à partir de juillet 2004, éligibilité de tous les clients non résidentiels et collectivités locales ;
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.

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	$36 \text{ kW} < P_s < 250 \text{ kW}$	Haute tension A (HTA) Basse tension (BT)
Grands sites non résidentiels	$P_s \geq 250 \text{ kW}$	Haute tension B (HTB) Haute tension A (HTA)

Sources : GRT, GRD

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2011, **35,5 millions de sites**², pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **447 TWh**³.

Le marché se divise en quatre segments (cf. tableau 1) :

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 comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).

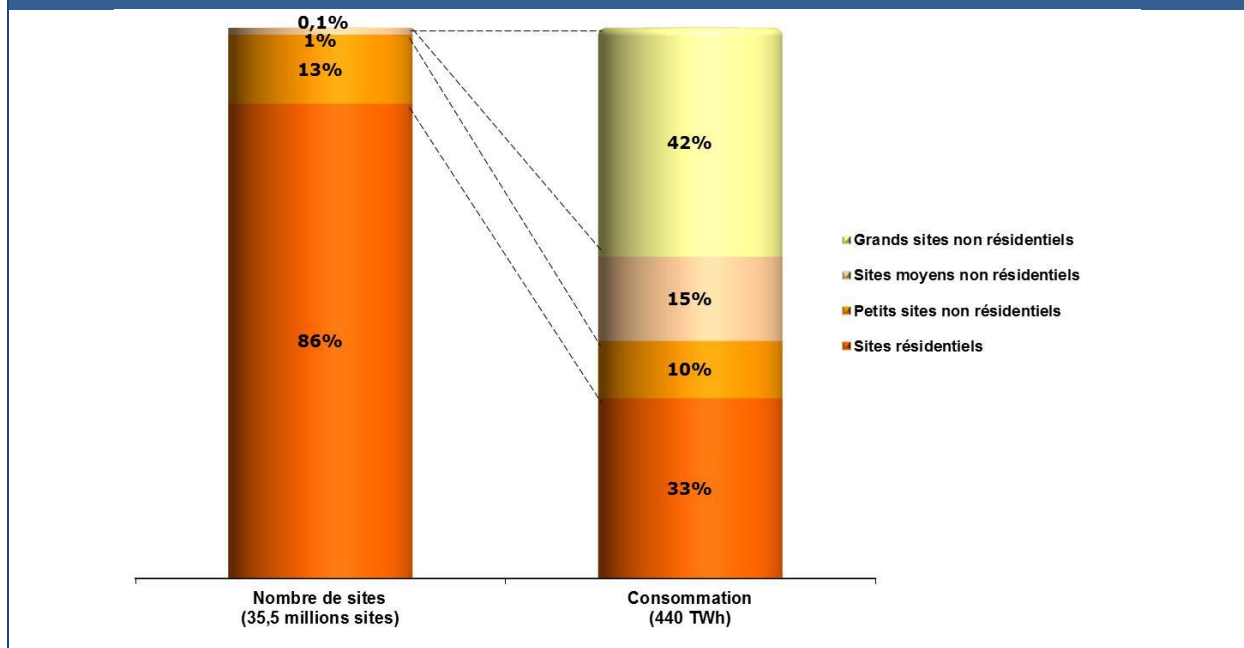
Petits sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.) Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

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.

² Hors zones non interconnectées

³ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 440 TWh.

Figure 1. Typologie des sites en électricité au 31 décembre 2011



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.

Conformément aux dispositions des articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente bénéficient aux consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ; les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, peuvent également bénéficier des tarifs réglementés de vente mais sous conditions (cf. tableau 2).

Jusqu'au 30 juin 2011 existait également le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), instauré par la loi du 7 décembre 2006. Ce tarif était proposé par l'ensemble des fournisseurs, à la demande des clients. Le TaRTAM était initialement égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les

mêmes caractéristiques, majoré de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus. Toutefois, son évolution a été décorrélée du tarif réglementé de vente à compter du mouvement tarifaire du 15 août 2009.

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.

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.

Tableau 2. Droit aux tarifs réglementés pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA

Situation actuelle du logement ou local professionnel	Choix possibles
Actuellement fourni par un contrat au tarif réglementé de vente (cas 1)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Le client peut conserver son contrat actuel jusqu'au 31 décembre 2015 inclus. 2. Le client peut souscrire une offre de marché. Il ne pourra souscrire à nouveau une offre au tarif réglementé de vente qu'après 1 an minimum.
Actuellement en offre de marché depuis une date antérieure au 7 décembre 2010 (cas 2)	<p>Le client peut souscrire une autre offre de marché.</p> <p>Le client ne peut plus souscrire une offre au tarif réglementé.</p>
Actuellement en offre de marché depuis une date postérieure au 7 décembre 2010, le site ayant été précédemment fourni au tarif réglementé (cas 3)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Le client peut souscrire une autre offre de marché. 2. Jusqu'au 31 décembre 2015 inclus, et à condition d'être resté au minimum une année en offre de marché, le client a la possibilité de souscrire une offre au tarif réglementé pour une durée minimale d'une année.
Emménagement dans un logement ou local ayant déjà été fourni en électricité précédemment	<p>Les possibilités sont fonction de la situation du précédent occupant (fourni aux tarifs réglementés, en offre de marché depuis avant ou après le 7 décembre 2010). Se reporter à l'un des trois cas précédents (cas 1, cas 2 ou cas 3).</p> <p>Dans le cas n° 3, le client peut immédiatement souscrire une offre aux tarifs réglementés de vente.</p>
Emménagement dans un logement ou local n'ayant jamais été fourni en électricité	<ol style="list-style-type: none"> 1. Le client peut souscrire une offre de marché. Il ne pourra souscrire à nouveau une offre au tarif réglementé de vente qu'après un an minimum. 2. Jusqu'au 31 décembre 2015, le client peut souscrire une offre au tarif réglementé de vente.

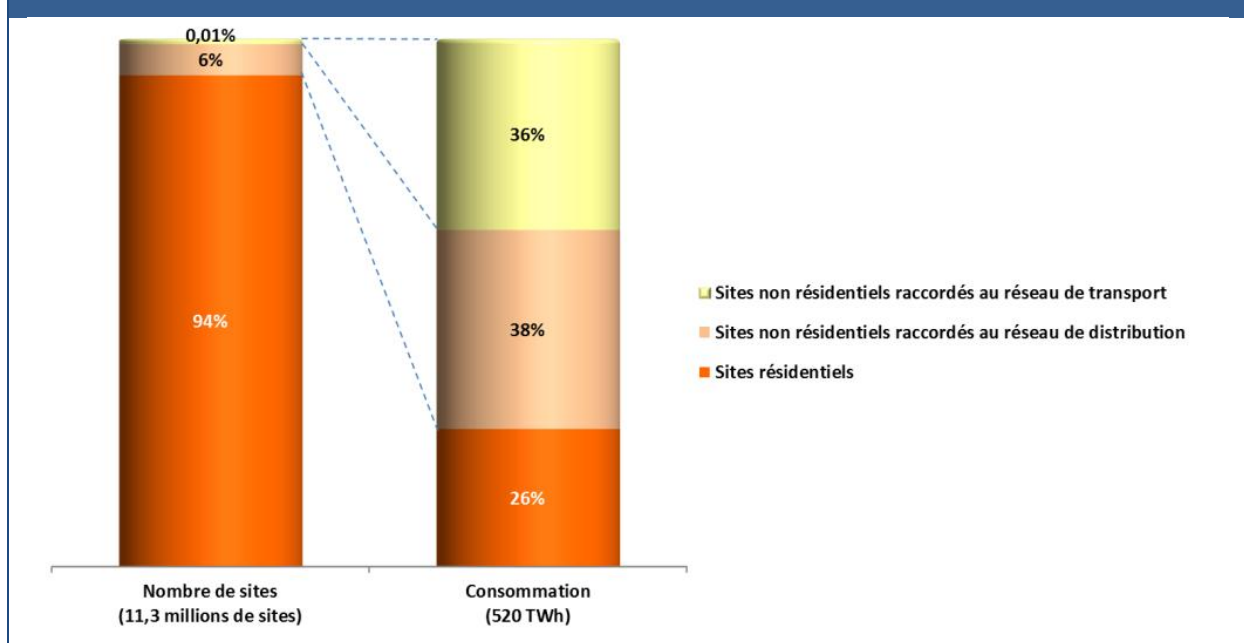
Source : CRE

4. 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) ont été les suivantes :

- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle ;
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh ;
- à partir de juillet 2004, éligibilité de tous les clients non résidentiels et collectivités locales ;
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels.

Figure 2. Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2011



Sources : GRT, GRD, fournisseurs – Analyse : CRE

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2011, **11,4 millions de sites**, pour une consommation annuelle de gaz d'environ **522 TWh**⁴.

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 et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.

Sites résidentiels : sites de consommation des clients particuliers.

Deux types d'offres existent sur le marché de détail du gaz, les tarifs réglementés de vente, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, et les offres de marché (ou offres

⁴ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport), soit une consommation d'environ 520 TWh.

libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

Les clients dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 30 MWh peuvent souscrire une offre de marché ou une offre au tarif réglementé.

Les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh peuvent conserver leur contrat actuel, y compris si celui-ci est au tarif réglementé. En revanche, toute nouvelle souscription doit se faire dans le cadre d'une offre de marché.



SECTION II - État des lieux au 31 décembre 2011

1. Électricité.....	17
2. Gaz naturel.....	33

1. ÉLECTRICITE

1.1 Acteurs de marché

Au 31 décembre 2011, sur le marché de détail de l'électricité, 21 fournisseurs nationaux⁵ actifs⁶ sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr.

Les fournisseurs historiques⁷ actifs se répartissent en deux catégories.

- Les fournisseurs historiques nationaux⁶, sur les segments résidentiel et non résidentiel : Alterna, EDF, GEG Sources d'énergies
- Les fournisseurs historiques non nationaux⁶ : les 150 entreprises locales de distribution.

Les fournisseurs alternatifs⁸ actifs sont :

- *Sur le segment résidentiel* : Direct Energie, Enercoop, Energem, GDF Suez, Lampiris, Planète Oui, Poweo.
- *Sur le segment non résidentiel* : Alpiq, Direct Energie, Edenkia, EON, Enercoop, Egl, Endesa, Enel, Energem, Enovos,

⁵ Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % du territoire national.

⁶ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- 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.

⁷ Les fournisseurs historiques sont les fournisseurs présents avant l'ouverture du marché, c'est-à-dire EDF et les entreprises locales de distribution (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.

⁸ Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

GDF Suez, Lampiris, Vattenfall, Iberdrola, Oddo Power, Planète Oui, Poweo, Snet.

Les données présentées dans cette section concernent les sites fournis au 31 décembre 2011 par EDF et les fournisseurs historiques des territoires d'ERDF et des six plus grandes ELD⁹. Au 31 décembre 2011, ces sites avaient pour fournisseur EDF, un autre fournisseur historique ou un fournisseur alternatif. L'énergie fournie sur les territoires de ces six ELD représente 57 % du volume total d'électricité fournie sur l'ensemble des territoires des ELD en 2011.

La figure 4 présente la répartition des offres entre ces catégories de fournisseurs. Environ 90 % des sites et 2/3 des volumes sont fournis au tarif réglementé de vente. En outre, la moitié des volumes fournis en offre de marché le sont par le fournisseur historique EDF.

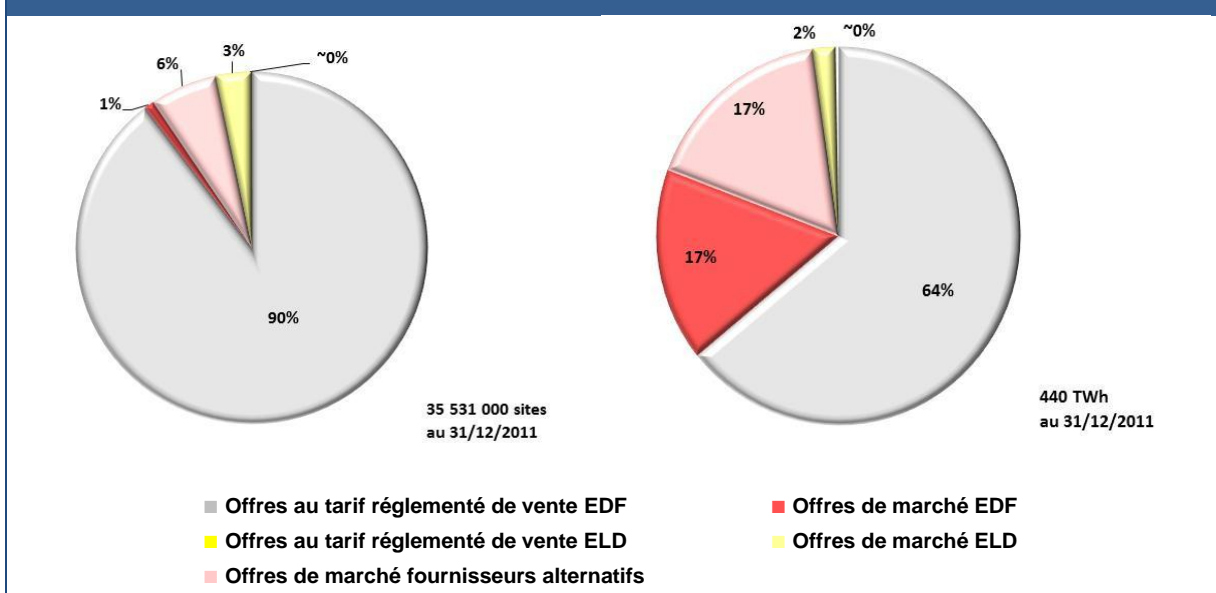
⁹ Les fournisseurs historiques sur ces territoires sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'Electricité de Strasbourg), Gaz et Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis-deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

Figure 3. Fournisseurs nationaux d'électricité actifs au 31 décembre 2011



Source : CRE

Figure 4. Répartition des offres en nombre de sites et en consommation



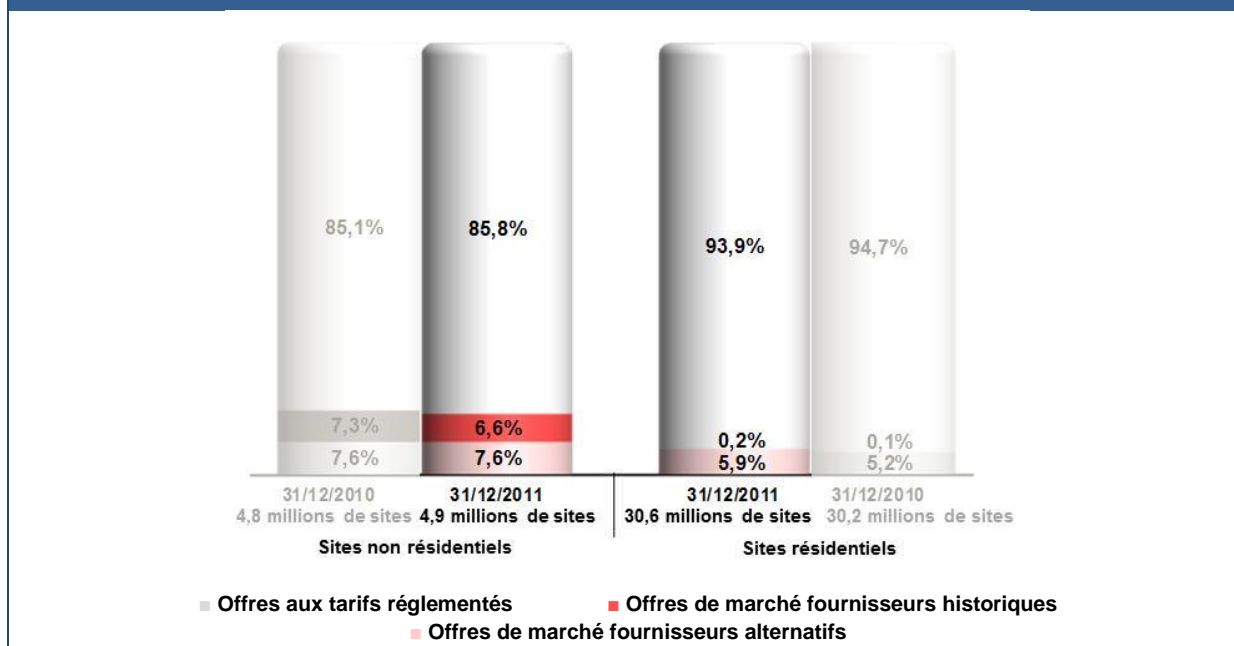
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

1.2 Bilan de l'ouverture du marché de l'électricité au 31 décembre 2011

1.2.1 Répartition des types d'offre au 31 décembre 2011

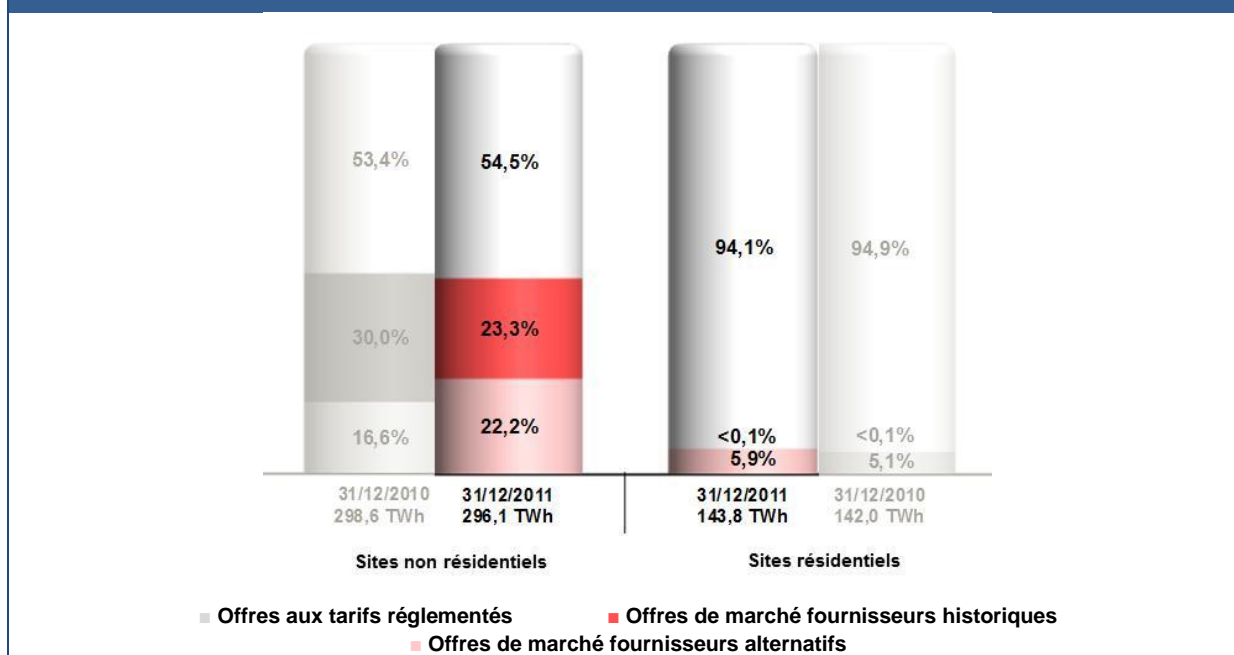
Au 31 décembre 2011, le marché de l'électricité reste largement dominé par les tarifs réglementés de vente avec 93 % des sites toutes catégories confondues, représentant 63 % de la consommation. Les graphiques des figures 5 et 6 présentent le degré d'ouverture par type de client, en le comparant avec celui mesuré au 31 décembre 2010.

Figure 5. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 6. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

La situation apparaît contrastée selon le segment analysé.

Au 31 décembre 2011, sur le segment résidentiel, les tarifs réglementés représentent 93,9 % des sites et 94,1 % du volume. Sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 54,5 % de la consommation mais toujours 85,8 % des sites, ce qui illustre que ce sont essentiellement les plus gros consommateurs d'électricité qui ont fait jouer la concurrence.

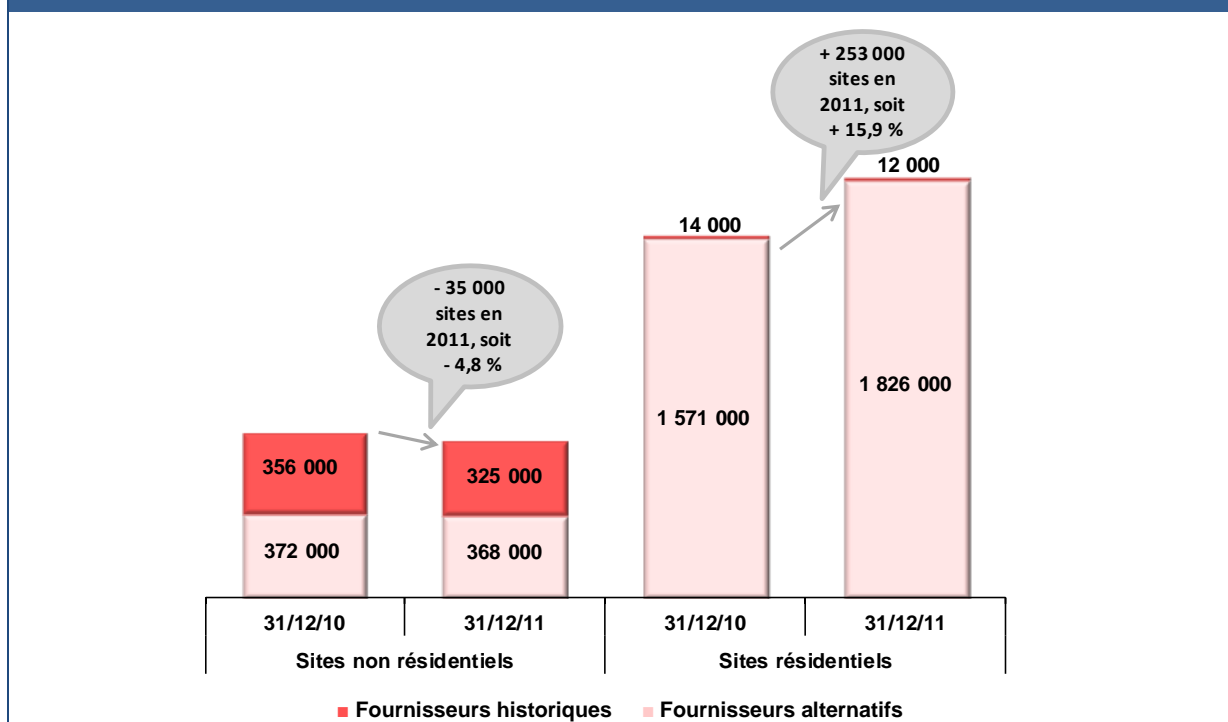
À la suite de la mise en œuvre au 1^{er} juillet 2011 du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prévu par la loi NOME (cf. section III, paragraphe 2.2), une évolution à la hausse des parts de marché en volume des fournisseurs alternatifs a été observée sur le segment des grands consommateurs d'électricité, plus sensibles au prix de l'énergie, passant de 25,5 % à 34 % entre fin mai et fin décembre 2011, soit une augmentation de 28,5 % (+ 13,8 TWh). En revanche l'impact de l'ARENH sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels ne s'avère pas significatif à ce stade.

1.2.2 Évolution des sites en offre de marché

Sur le segment résidentiel, au 31 décembre 2011, 1 838 000 sites sur un total de 30,6 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 21 000 sites par mois au cours de l'année 2011. Les fournisseurs alternatifs ont gagné dans leur portefeuille 255 000 sites sur l'année 2011 (+ 16,2 %), correspondant à une augmentation de 1,2 TWh.

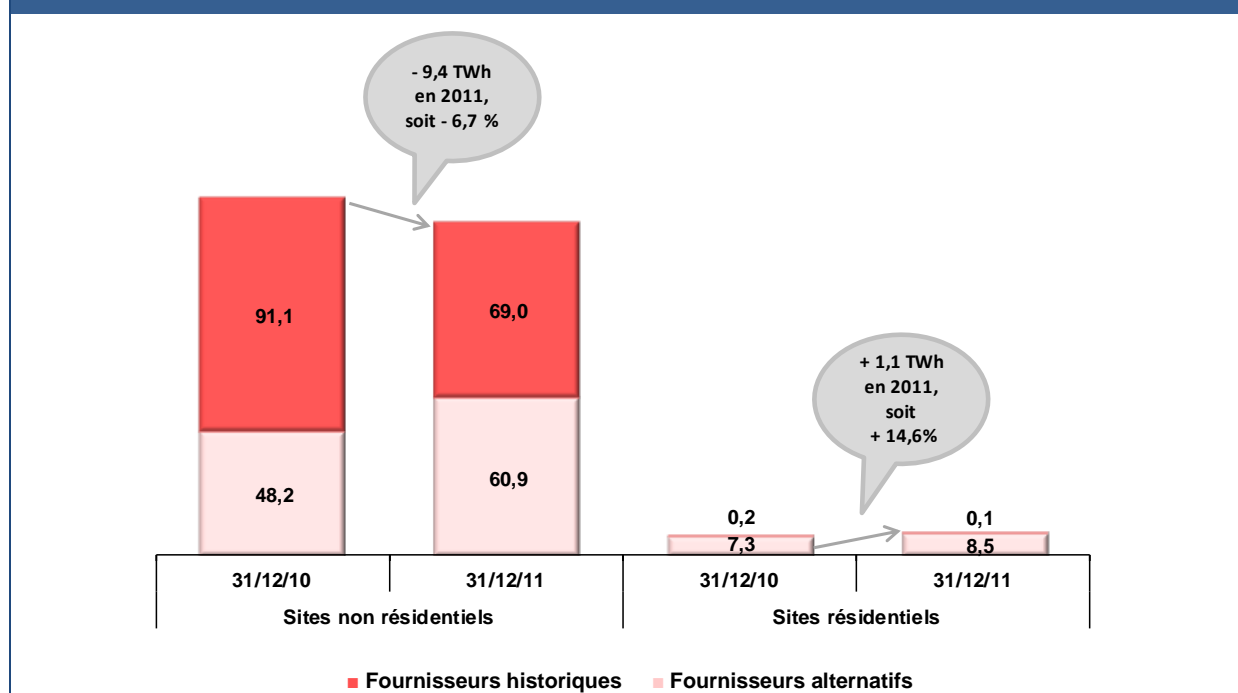
Sur le segment non résidentiel, le nombre total de sites en offre de marché s'est contracté de 4,8 % entre fin 2010 et fin 2011, passant de 728 000 à 693 000 sites, ce qui s'explique par la possibilité pour un site de retourner aux tarifs réglementés sous certaines conditions (cf. tableau 2). Si le nombre de sites en offre de marché chez les fournisseurs alternatifs est en légère baisse à fin 2011, on observe toutefois une nette progression des volumes (avec 12,7 TWh de plus qu'en 2010), qui résulte de la mise en place de l'ARENH au second semestre 2011 (cf. paragraphe 1.2.1).

Figure 7. Évolution du nombre de sites en offre de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 8. Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh)



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

1.2.3 Répartition du volume et des sites au tarif réglementé de vente chez EDF

La répartition des sites et des volumes des clients au tarif réglementé de vente chez EDF, présentée figure 9, a été élaborée à partir de la base des clients d'EDF à fin 2011, répartis par déciles de consommation. Les volumes de consommation d'électricité et le nombre de sites correspondent aux données réelles pour 2011.

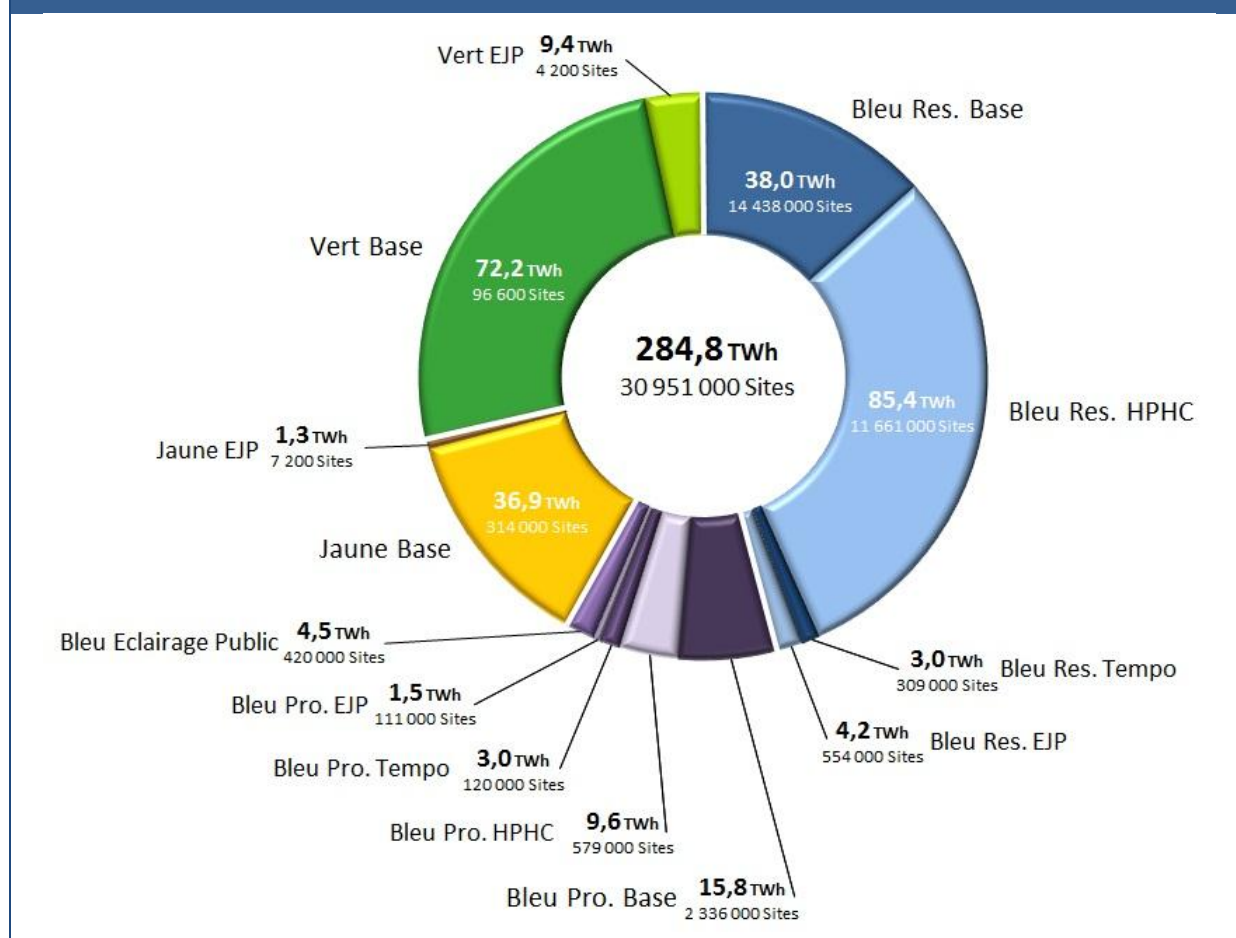
L'option heure pleine / heure creuse (HP/HC) représente près du tiers des volumes d'électricité livrés à la clientèle résidentielle d'EDF aux tarifs réglementés de vente.

Les tarifs à effacement, qui présentent un grand intérêt pour la gestion de la pointe électrique, ne représentent plus que 22,4 TWh. Pour le segment bleu, seul le tarif TEMPO résidentiel (3 TWh pour un peu plus de 300 000 clients) est encore proposé par EDF, les autres (TEMPO PRO et EJP) sont en extinction.

Les tarifs jaunes et verts, qui représentent près de 120 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, avec pour conséquence une atteinte probable du plafond de 100 TWh¹⁰ fixé par la loi pour l'ARENH (cf. section III).

¹⁰ Au 31 décembre 2011, un peu plus de 60 % du volume maximal d'ARENH est déjà vendu par EDF aux fournisseurs alternatifs (cf. figure 49).

Figure 9. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2011



Source : EDF

1.2.4 Taux de pénétration en volume des fournisseurs alternatifs par segment de clients

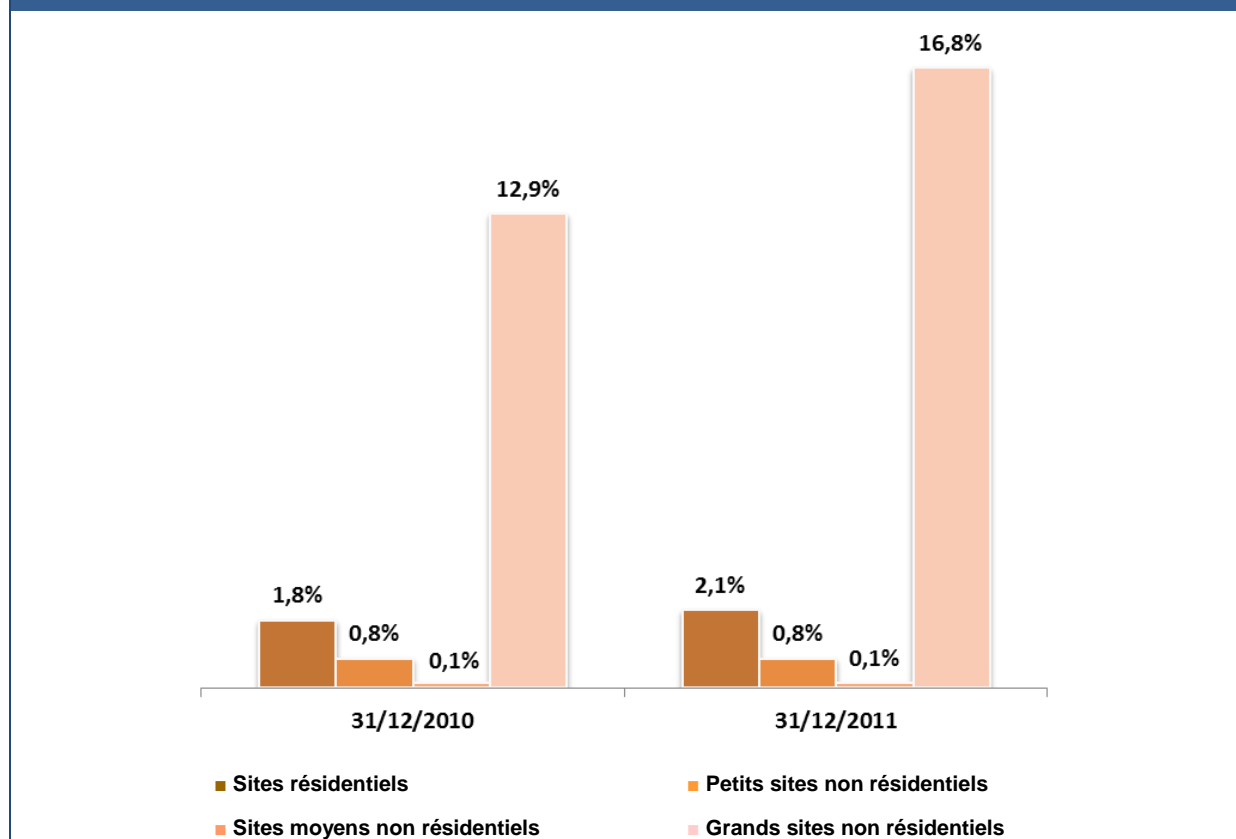
La figure 10 illustre le développement de la concurrence sur les différents segments de consommateurs entre 2010 et 2011 en se fondant notamment sur la puissance souscrite des sites, comme détaillé dans le paragraphe 3 de la section I.

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 du tarif réglementé 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 les petits et moyens sites non résidentiels qui bénéficient toujours, pour 86 % d'entre eux, des tarifs réglementés de vente, lesquels demeurent toujours significativement inférieurs aux prix des offres qui seraient construites à partir d'un approvisionnement sur les marchés de l'électricité (cf. section III).

Figure 10. Évolution de la part de la consommation fournie par les fournisseurs alternatifs par type de site



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

1.2.5 Parts des offres de marché par responsable d'équilibre

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 en général 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 peuvent dès lors différer 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 versés dans la catégorie « Autres ». Ces parts de marché sont présentées à fin 2011, ainsi qu'en évolution par rapport à fin 2010, en nombre de sites et en consommation annualisée, pour les différents RE au périmètre desquels sont rattachés des consommateurs sur les segments suivants :

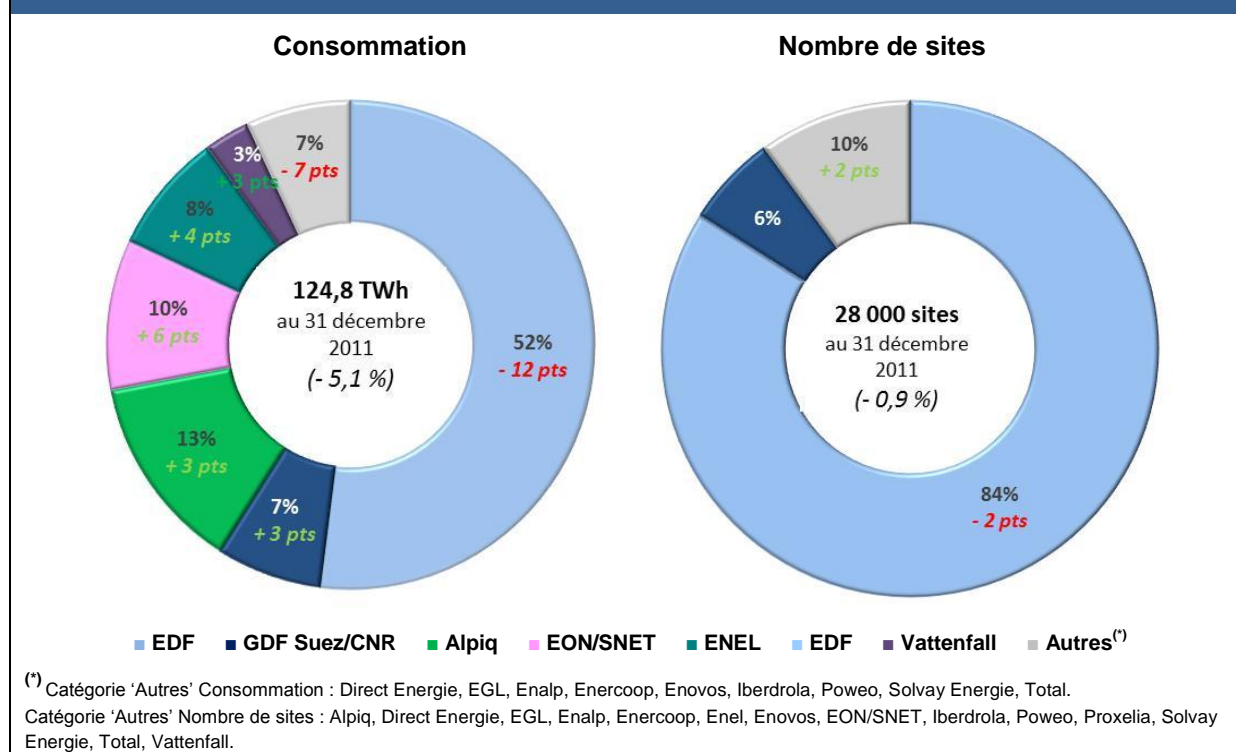
- Moyens et grands sites non résidentiels ;
- Petits sites non résidentiels ;
- Sites résidentiels.

Sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels (figure 11), EDF détient 84 % du marché libre en nombre de sites. La situation est toutefois plus contrastée en volume, les fournisseurs alternatifs livrant 48 % de la consommation en offre de marché.

Sur le segment des petits sites non résidentiels (figure 12), EDF et GDF Suez se partagent un peu plus des $\frac{3}{4}$ du marché libre en nombre de sites et en consommation.

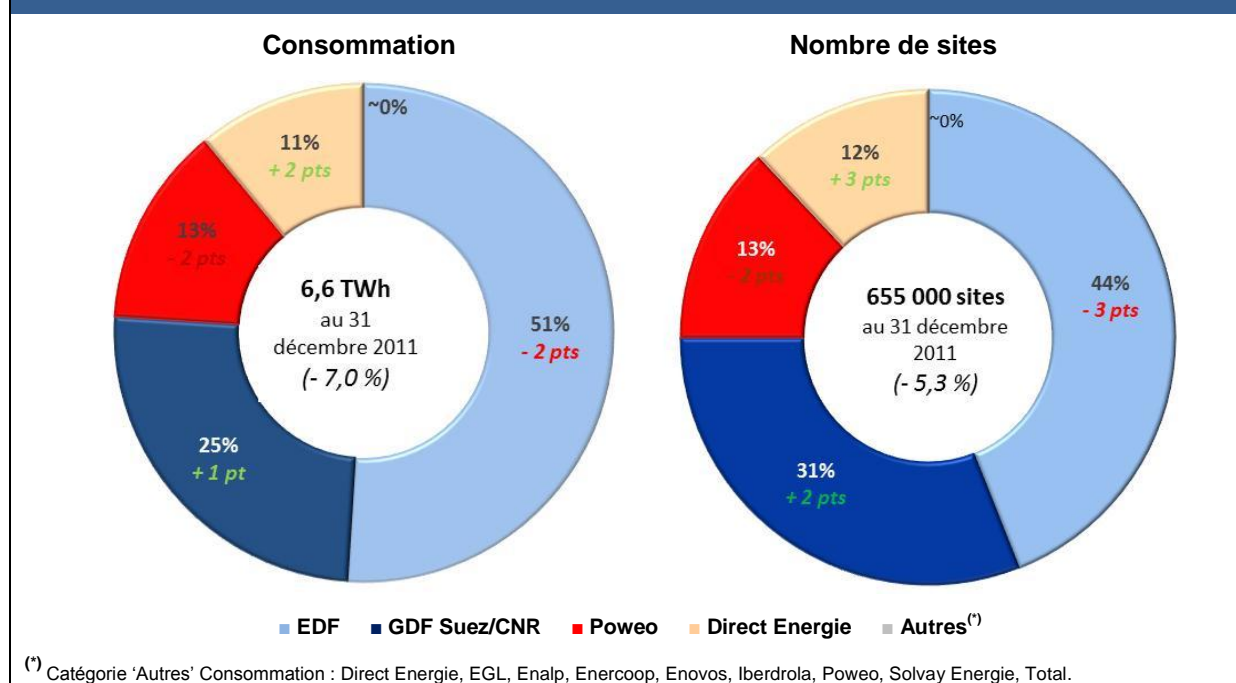
Sur le segment résidentiel, GDF Suez représente presque $\frac{2}{3}$ du marché ouvert à la concurrence. Poweo et Direct Energie, qui ont fusionné leur portefeuille mi-2012, en détiennent un peu plus du tiers (en baisse de 4 points par rapport à 2010). Les autres fournisseurs actifs y sont marginaux.

Figure 11. Répartition des offres de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels



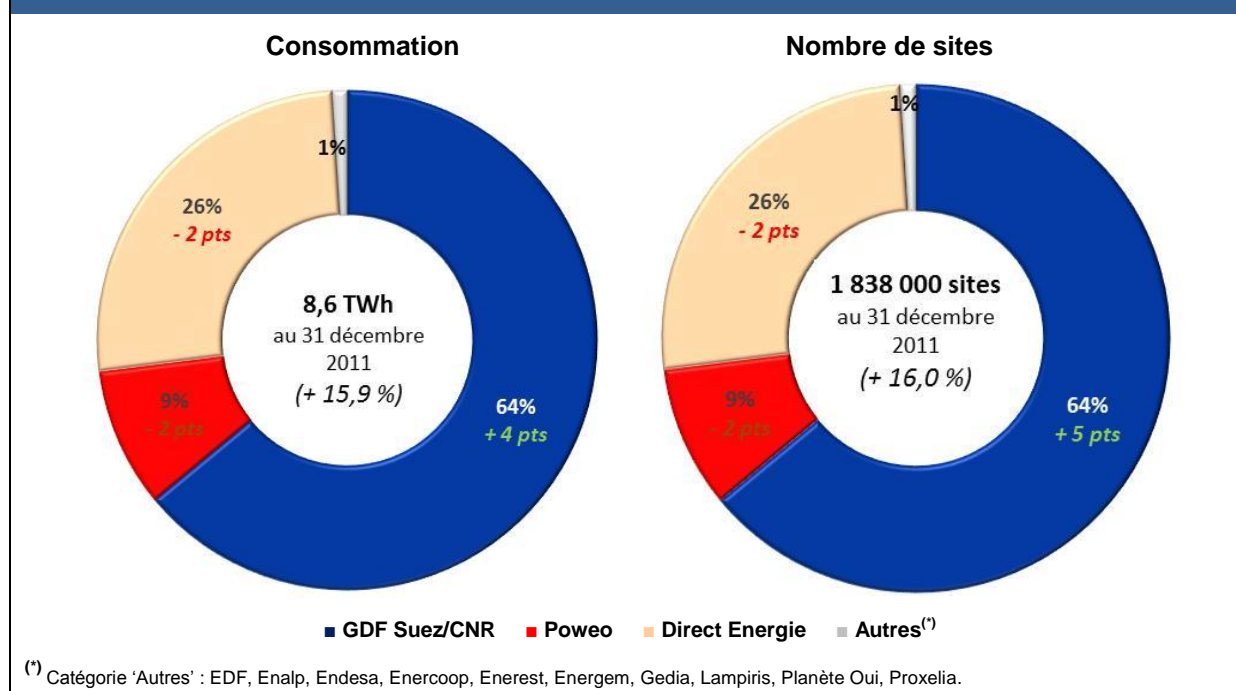
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 12. Répartition des offres de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010 sur le segment des petits sites non résidentiels



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 13. Répartition des offres de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010 sur le segment résidentiel



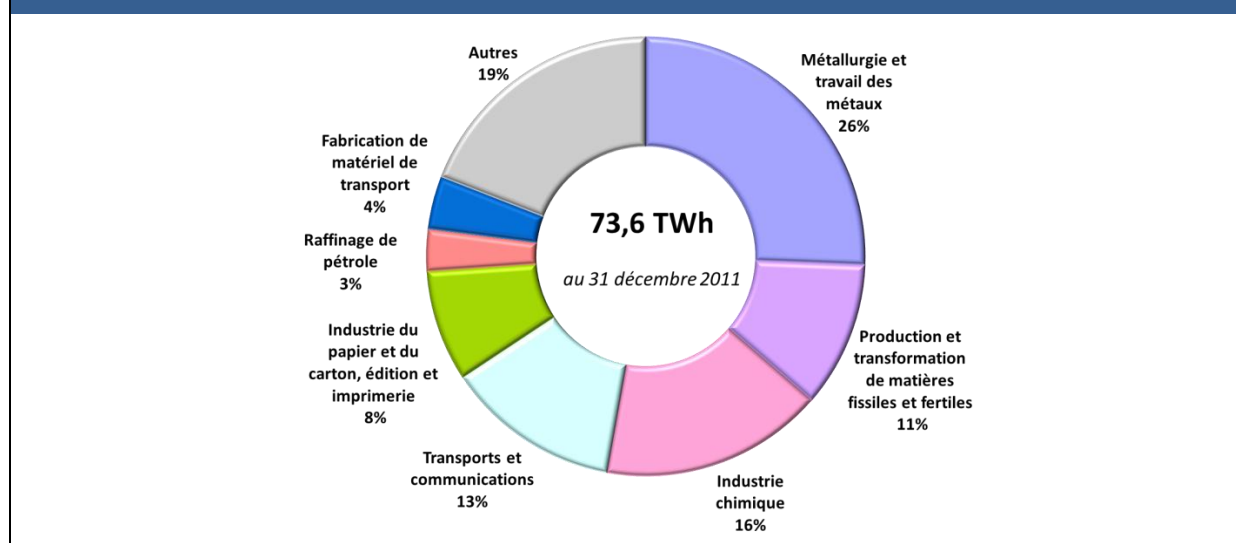
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

1.2.6 Consommation par secteur d'activité des sites industriels « transport »

La figure 14 présente la répartition par secteur d'activité des volumes fournis aux sites raccordés au réseau de RTE au 31 décembre 2011, pour un volume global annuel de 73,6 TWh. La consommation d'électricité des grands sites

industriels concerne principalement la métallurgie et la chimie (plus de 40 %). La consommation d'électricité dédiée à la production et transformation de matières fissiles et fertiles, qui pèse encore 11 % en 2011, devrait être proche de zéro à partir de 2012 en raison de la transformation du procédé industriel d'enrichissement d'EURODIF.

Figure 14. Répartition des consommations par secteur d'activité pour les clients transport



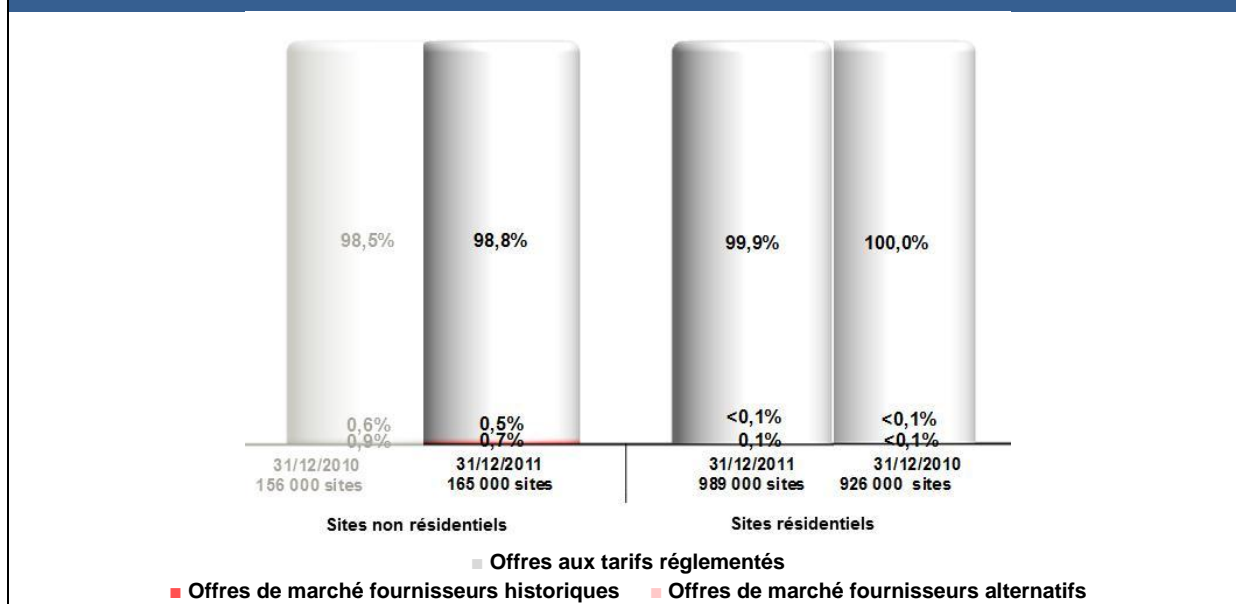
Source : RTE

1.2.7 Développement de la concurrence sur le territoire des six principales ELD

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

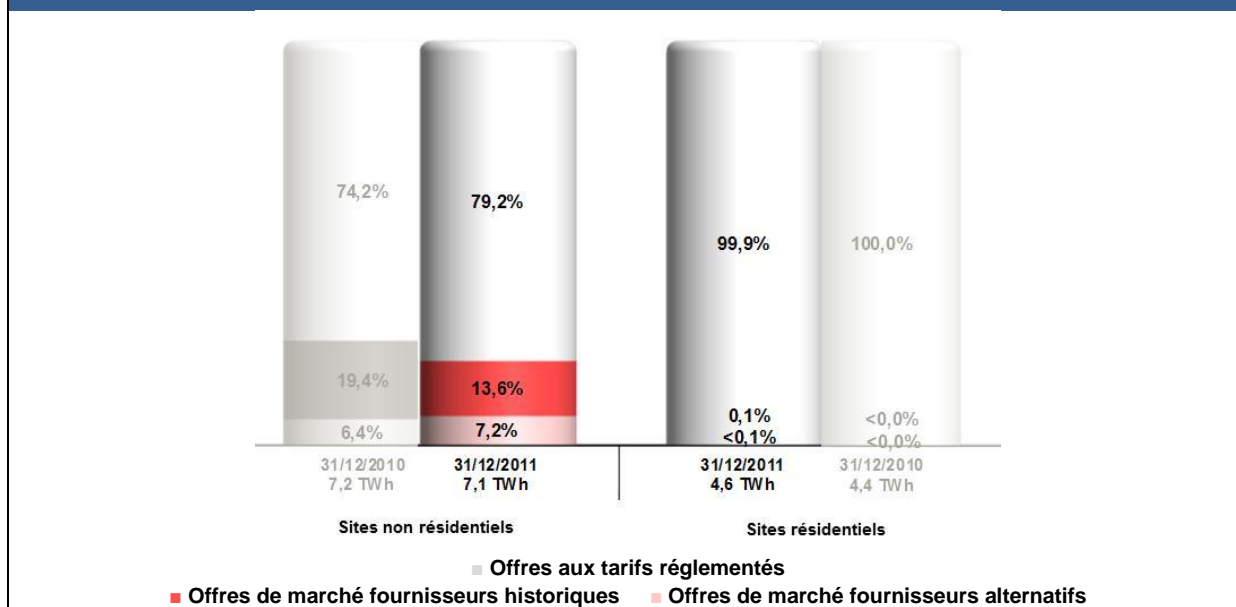
En nombre de sites, quel que soit le segment de clientèle, il n'y a pas eu d'évolution significative entre 2010 et 2011. Les clients sont fournis aux tarifs réglementés de vente pour 98,8 % chez les non résidentiels et 99,9 % chez les résidentiels à la fin de l'année 2011.

Figure 15. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD



Sources : GRD – Analyse : CRE

Figure 16. Évolution de la répartition de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD



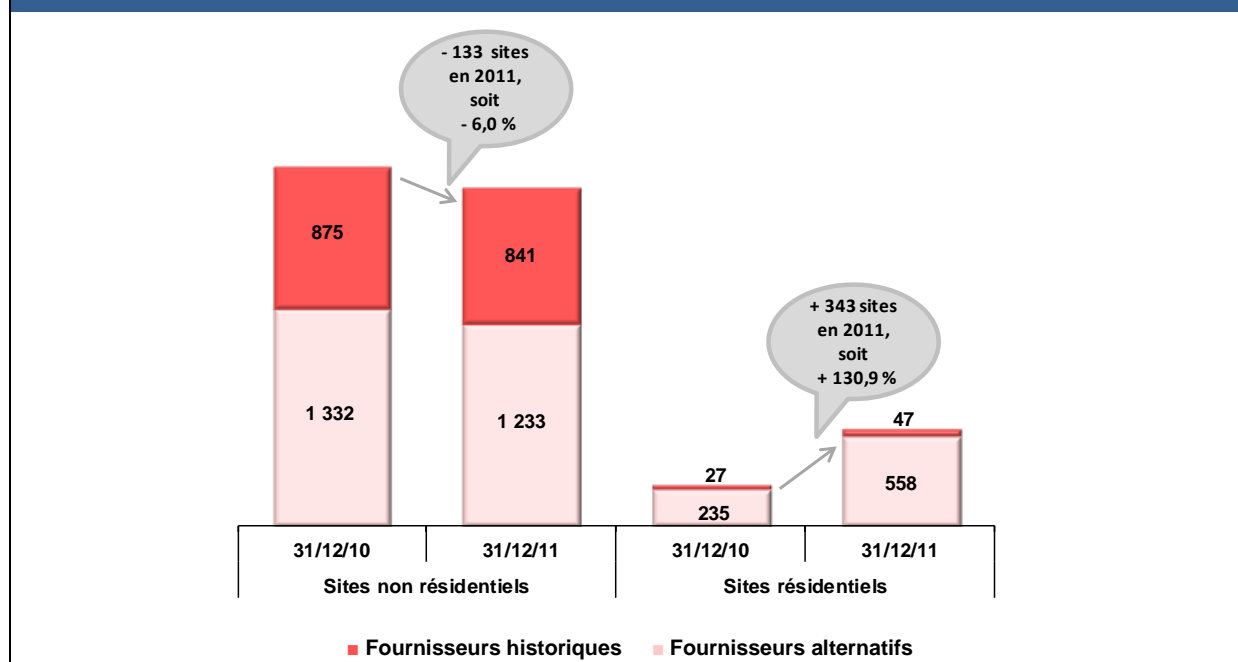
Sources : GRD – Analyse : CRE

En volume, la quasi-totalité des sites résidentiels a opté pour les tarifs réglementés de vente, pour un total de 4,6 TWh à la fin de l'année 2011.

Sur le segment des sites non résidentiels, sur un total de 7,1 TWh (dont 5,6 TWh au tarif

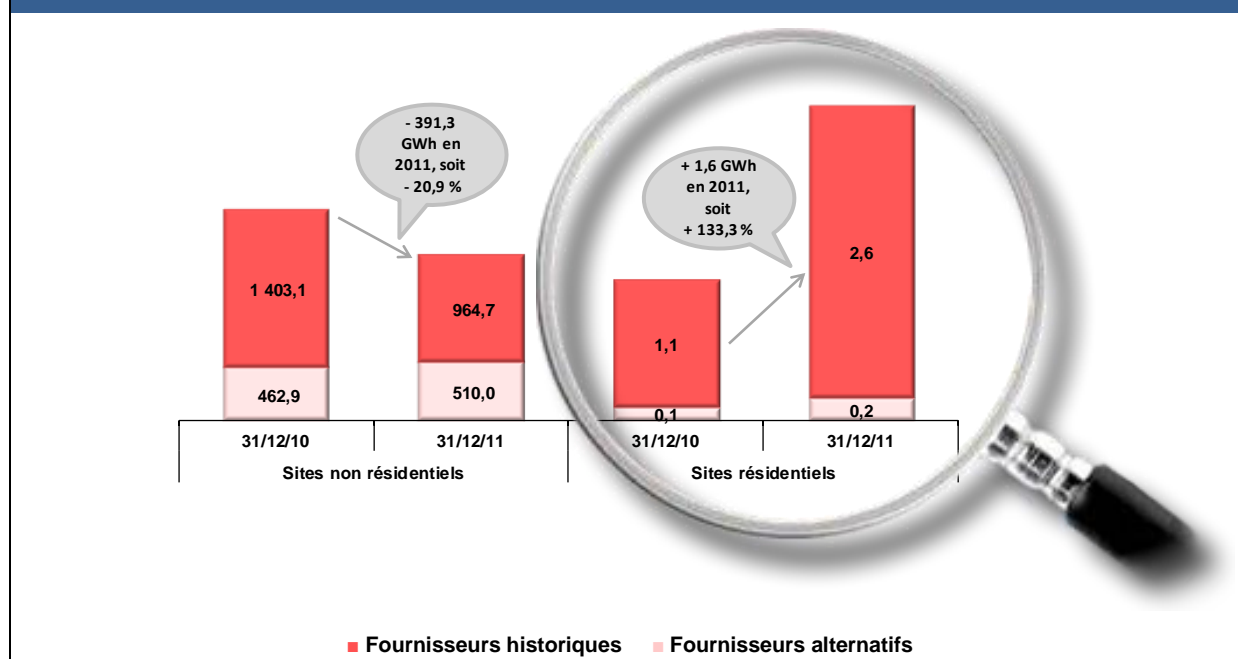
réglementé de vente), les fournisseurs historiques ont vu leur part de marché diminuer de 6 points pour les offres de marché, alors que les fournisseurs alternatifs ont vu leur part de marché augmenter de 1 point entre fin 2010 et fin 2011.

Figure 17. Évolution du nombre de sites en offre de marché sur le territoire des ELD



Sources : GRD – Analyse : CRE

Figure 18. Évolution de la consommation annualisée en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh)



Sources : GRD – Analyse : CRE

Entre fin 2010 et fin 2011, le nombre de sites résidentiels en offre de marché a connu une hausse de 131 %, essentiellement au profit des fournisseurs alternatifs, tandis que les volumes sont majoritairement fournis par les fournisseurs historiques, qui ont capté les plus gros sites.

Sur le segment des clients non résidentiels, le nombre de sites en offre de marché et les consommations associées ont diminué, vraisemblablement en raison de la possibilité pour ces sites de revenir aux tarifs réglementés sous certaines conditions (voir tableau 2).

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

Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle de GDF Suez 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.

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

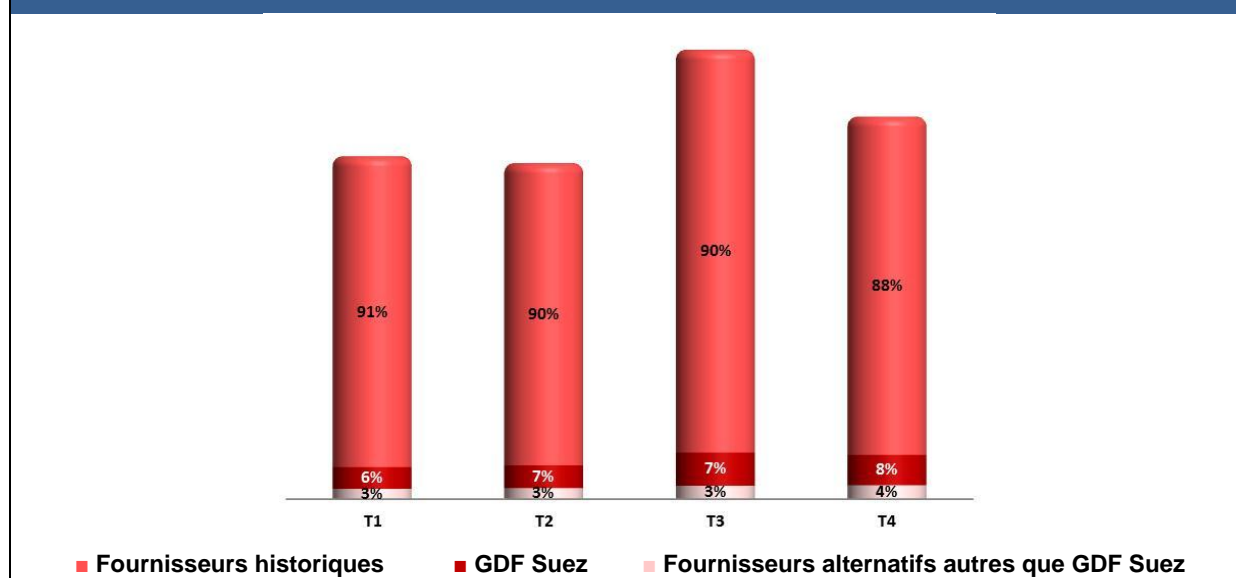
Mouvements de marché

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 2011, 90 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques, 3 % chez les fournisseurs alternatifs autres que GDF Suez et 7 % chez GDF Suez (figure 19). Les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) semblent être contactés de façon préférentielle par les clients lors des mises en service.

Figure 19. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2011



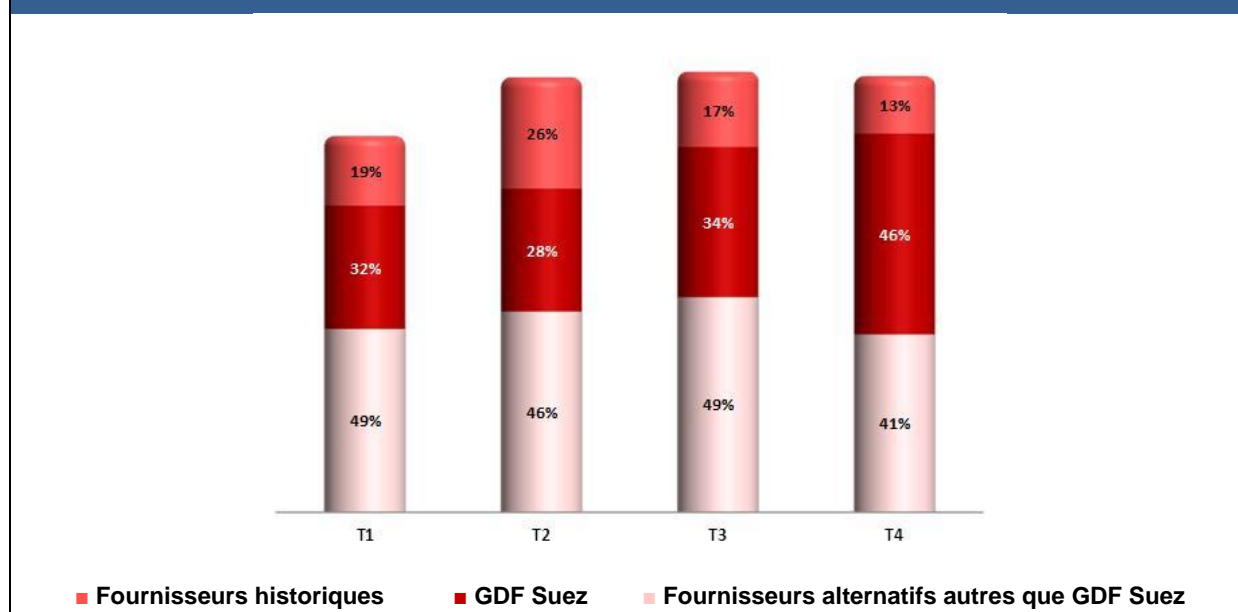
Sources : GRD – Analyse : CRE

Changements de fournisseur

Les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs, en particulier GDF Suez, qui parvient sur le dernier trimestre à capter plus de

clients que l'ensemble des fournisseurs alternatifs réunis (figure 20). Sur l'année 2011, 46 % des clients ont changé de fournisseur pour un fournisseur alternatif autre que GDF Suez, 35 % pour GDF Suez et 19 % pour un fournisseur historique.

Figure 20. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2011



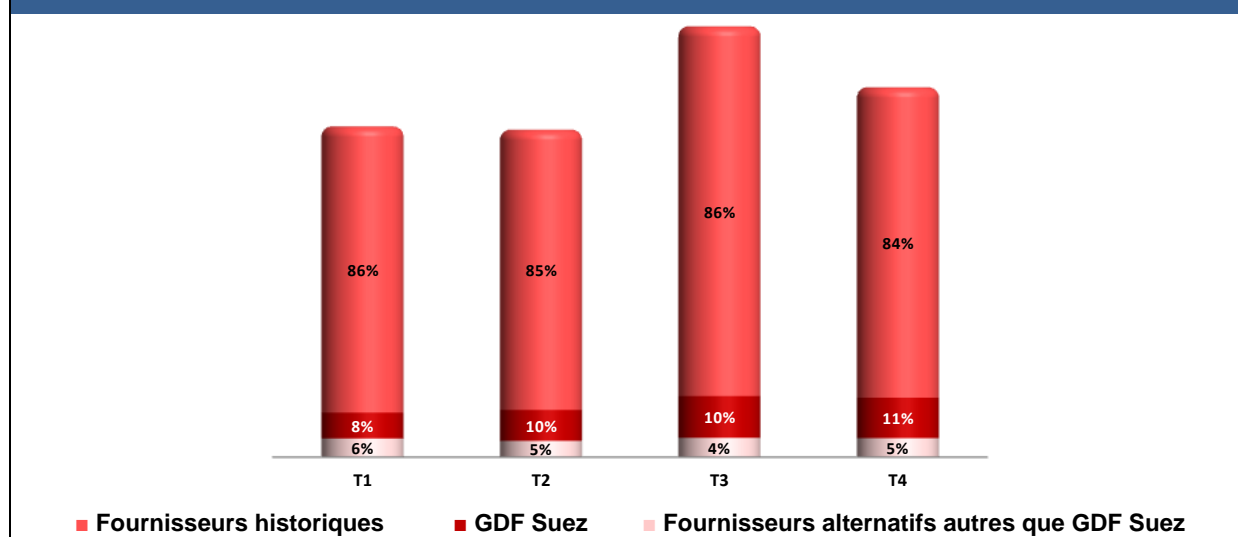
Sources : GRD – Analyse : CRE

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 en-

trées en portefeuille des fournisseurs, sans tenir compte des clients qu'ils peuvent perdre sur la période.

En 2011, 95 % des nouveaux contrats conclus l'ont été par des fournisseurs historiques et GDF Suez.

Figure 21. Évolution des ventes brutes¹¹ par trimestre sur l'année 2011

Sources : GRD – Analyse : CRE

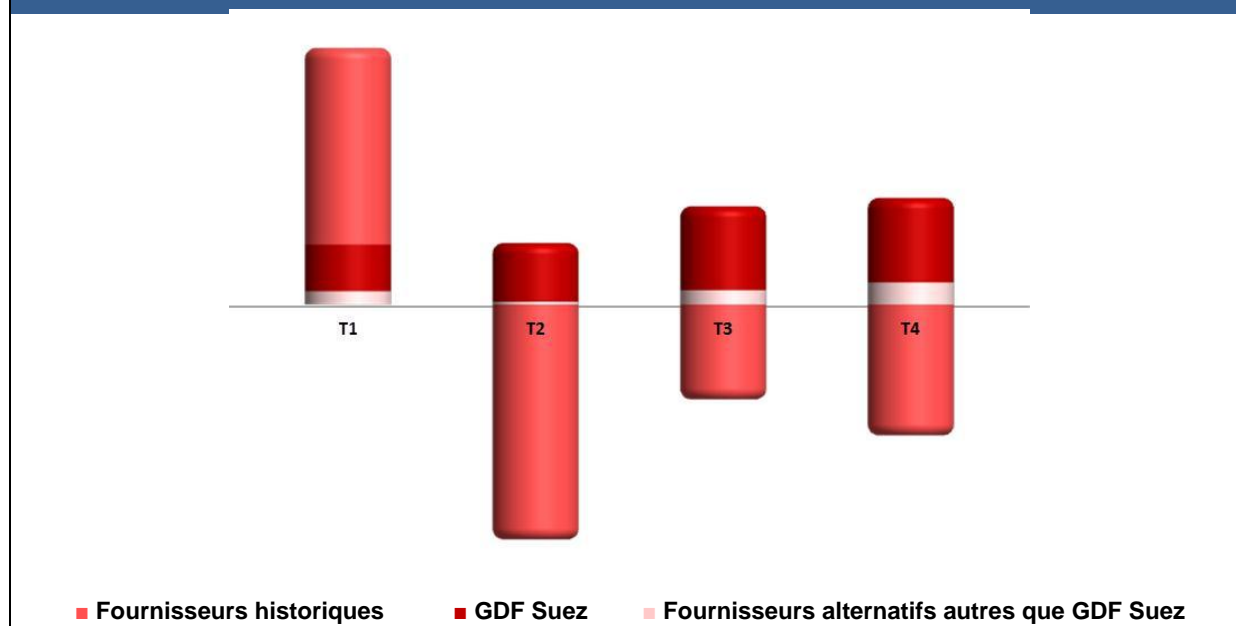
¹¹ Les ventes brutes représentent les entrées en portefeuille des fournisseurs

Ventes nettes

En électricité, les ventes nettes correspondent aux ventes brutes (mises en service et changements de fournisseur) diminuées des résiliations. Les ventes nettes représentent donc le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu.

Les fournisseurs historiques perdent des sites au profit des alternatifs sur toute l'année 2011, sauf au premier trimestre. 84 % des ventes nettes des fournisseurs alternatifs ont été réalisées par GDF Suez.

Figure 22. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2011



Sources : GRD – Analyse : CRE

Taux de rotation ou taux de *switch* (exprimé en nombre de sites)

Le taux de rotation est le ratio du nombre de changements de fournisseur, ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs, et du nombre total de clients dans chaque segment de clientèle. C'est un indicateur de mesure de l'intensité concurrentielle sur ce segment.

Le tableau 3 montre que 2011 est l'année la plus active des quatre dernières années sur le marché de l'électricité, tant sur le segment des sites résidentiels que non résidentiels. La progression est tout particulièrement notable par comparaison avec 2010, qui était une année de transition et d'attente de l'entrée en vigueur de la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Tableau 3. Taux de rotation en électricité de 2008 à 2011

	2008	2009	2010	2011
Sites résidentiels	2,5 %	3,7 %	2,3 %	3,9 %
Sites non résidentiels	1,3 %	1,3 %	0,9 %	2,6 %
Tous sites	2,3 %	3,4 %	2,0 %	3,7 %

Source : GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours de l'année 2011, 3,9 % des clients résidentiels ont soit changé de fournisseur, soit fait effectuer une mise en service par un fournisseur alternatif.

1.4 Contrats particuliers de vente aux clients finals

1.4.1 Exeltium

Le consortium Exeltium rassemble vingt-six industriels, grands consommateurs d'électricité en France (acier, aluminium, chimie, gaz industriels, matériaux d'isolation, papier etc.) regroupés, selon des critères d'électro-intensivité définis par l'article 238 bis HV du code général des impôts, pour négocier l'achat d'importantes quantités d'électricité sur le long terme (contrats de quinze ans minimum).

En juillet 2008, Exeltium a signé un partenariat industriel avec EDF pour 311 TWh sur 24 ans. Ce contrat doit permettre de répondre à la volatilité des prix de marché. L'irruption de la crise financière fin 2008 a raréfié les liquidités disponibles, conduisant à scinder le projet en deux phases : une première portant sur 148 TWh pendant vingt-quatre ans, une seconde sur les 163 TWh restants, sur la même période.

Au printemps 2010, Exeltium a levé plus de 1,8 Md€ sur les marchés pour réserver auprès d'EDF l'accès à des blocs d'énergie nucléaire, associant ainsi les industriels électrointensifs au développement et au prolongement de la filière nucléaire. Depuis cette date, une centaine de sites industriels sur tout le territoire français sont directement approvisionnés par Exeltium.

Les premières livraisons d'électricité correspondant à la phase 1 d'Exeltium ont démarré au 1^{er} mai 2010.

En contrepartie d'un paiement initial correspondant à l'usage d'une tranche nucléaire sur 24 ans et d'une participation aux risques d'exploitation du parc nucléaire, les électrointensifs, via Exeltium, ont sécurisé leur accès à des volumes d'électricité sur le long terme à un prix prévisible, notamment calculé sur la base des coûts d'exploitation du nucléaire. Ceci est rendu possible en partie par le montage financier d'Exeltium, qui a permis aux actionnaires d'optimiser leur investissement via un recours à la dette (de l'ordre de 80 %) sans obérer leur propres capacités d'endettement,

l'avantage pour EDF étant de pouvoir sécuriser son investissement dans le développement de son parc nucléaire.

1.4.2 Contrats long terme EDF

Afin de répondre aux problèmes de concurrence identifiés par la Commission européenne dans sa communication de griefs du 19 décembre 2008¹², EDF a pris des engagements rendus obligatoires par une décision du 17 mars 2010 (COMP/39.386 « Contrats long terme France »).

Les contrats de long terme visés par cette procédure sont les contrats de fourniture d'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité et dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 7 GWh¹³.

Ces engagements sont de deux sortes :

- les engagements visant à limiter le volume de contrats long terme et leur durée ;
- les engagements concernant des clauses particulières de ces contrats et des offres d'EDF (suppression des restrictions à la revente, modalités de réorientation de l'énergie, ou encore proposition permettant de souscrire une fourniture complémentaire).

Ils sont valables pendant 10 ans, à compter du 1^{er} janvier 2010 pour l'engagement limitant les volumes et la durée des contrats de plus d'un an, et à compter du 1^{er} janvier 2011 pour l'engagement relatif à la disparition de toute clause restrictive à la revente.

Détail des engagements

Engagement sur les volumes

Cet engagement consiste à remettre sur le marché un certain nombre de contrats chaque année en mettant les consommateurs dans la

¹² La procédure a débuté en 2007. Elle avait notamment pour objet de stimuler l'activité concurrentielle sur le segment des plus gros consommateurs d'électricité.

¹³ Clients dits « Grands clients industriels ».

situation de choisir leur fournisseur, et donc potentiellement d'en changer.

Chaque année, selon le volume du portefeuille de contrats de long terme d'EDF (mesuré en consommation annuelle), cet engagement peut prendre deux formes :

- Si le volume du portefeuille de l'année est supérieur ou égal à celui de l'année 2009 (année de référence), EDF s'engage à ce que le volume remis sur le marché¹⁴ soit :
 - au moins égal à 60 % du volume du portefeuille ;
 - pour la moyenne de toutes les années civiles depuis 2009, au moins égal à 65 % du volume du portefeuille.
- Si le volume du portefeuille de l'année est inférieur à celui de l'année 2009, EDF s'engage à ce que le volume non remis sur le marché soit inférieur à un volume d'une vingtaine de térawattheures déterminé à partir de l'évolution du marché par rapport à l'année 2009.

Engagement sur la durée des contrats

EDF s'engage par ailleurs à ce que la durée des contrats de fourniture d'électricité qu'elle conclut avec les grands clients industriels n'excède pas 5 ans. La Commission européenne, dans sa décision du 17 mars 2010, a estimé qu'une clause de sortie gratuite proposée au client au moins tous les 5 ans à partir de la cinquième année de fourniture satisfaisait également à cet engagement.

Autres engagements

EDF s'engage également :

- à ce que ses offres aux clients concernés comprennent une formule contractuelle permettant au client de souscrire une fourniture complémentaire auprès d'un autre fournisseur de son choix ;
- à faire disparaître des contrats futurs et existants toute clause de restriction à la revente. Dans ce nouveau cadre, le client pourra, selon son choix, revendre lui-même tout ou partie de l'énergie achetée au titre de son contrat ou demander à EDF de s'occuper de la redirection, moyennant le respect d'un préavis ne pouvant excéder ce qui est techniquement nécessaire et le paiement de frais afférents à cette prestation.

Contrôle

EDF a pour obligation de transmettre le 31 mars de chaque année un rapport annuel sur le respect de ces engagements à la Commission européenne ainsi qu'à la CRE, afin qu'elles s'assurent du respect des engagements pris. Ce rapport se fonde sur des données auditées par un tiers indépendant.

La CRE a analysé le rapport portant sur l'année civile 2011 et a pu vérifier que l'ensemble des engagements d'EDF au titre de cette année ont été respectés.

Concernant les volumes remis sur le marché et les durées des contrats, les contrôles de la CRE ont été effectués à partir des données issues d'un système d'information spécifiquement développé par EDF et contrôlé par le tiers indépendant.

Pour ce qui est de la suppression des clauses de restriction à la revente ainsi que des offres de fourniture complémentaire, l'analyse s'appuie uniquement sur les déclarations d'EDF, sur les contrôles effectués par le tiers indépendant ainsi que sur la robustesse de la méthodologie statistique que ce dernier a utilisé pour mener son analyse.

¹⁴ Pour une année donnée, le volume remis sur le marché est la somme des volumes suivants :

- volume des contrats d'un an de l'année
- les volumes de chaque autre contrat d'une durée supérieure à un an divisé par la durée du contrat (dans ce calcul, toute option de sortie gratuite est considérée comme une fin de contrat)

2. GAZ NATUREL

2.1 Acteurs de marché

Au 31 décembre 2011, sur le marché de détail du gaz naturel, 17 fournisseurs nationaux¹⁵ actifs¹⁶ sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.

Les fournisseurs historiques¹⁷ actifs se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs nationaux²³ :
 - ✓ *Sur le segment résidentiel* : Enerest et GDF Suez.
 - ✓ *Sur le segment non résidentiel* : Enerest, GDF Suez et TEGAZ
- Les fournisseurs non nationaux, au nombre de 20 ELD.

Les fournisseurs alternatifs¹⁸ actifs se répartissent également en deux catégories :

- Les fournisseurs nationaux :
 - ✓ *Sur le segment résidentiel* : Altergaz, Antargaz, Direct Energie, EDF et Poweo
 - ✓ *Sur le segment non résidentiel* : Altergaz, Antargaz, Direct Energie, E.On

Energie, EDF, Endesa Energia, ENI, Enovos, Gas Natural, Gaz de Paris, Gazprom, Iberdrola, Poweo et VNG

- Les fournisseurs non nationaux, au nombre de 17.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis au 31 décembre 2011 par GDF Suez, TEGAZ, les 3 plus grandes ELD¹⁹ (représentant 76 % du volume total fourni par l'ensemble des ELD en 2011) et les fournisseurs alternatifs nationaux.

La figure 24 présente la répartition globale des offres entre ces fournisseurs. Environ 85 % des sites et 42 % des volumes sont fournis au tarif réglementé de vente. En outre, 50 % des volumes en offre de marché sont détenus par les fournisseurs alternatifs.

¹⁵ Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % du territoire national.

¹⁶ 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.

¹⁷ Les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez et les entreprises locales de distribution (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.

¹⁸ Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques de gaz naturel.

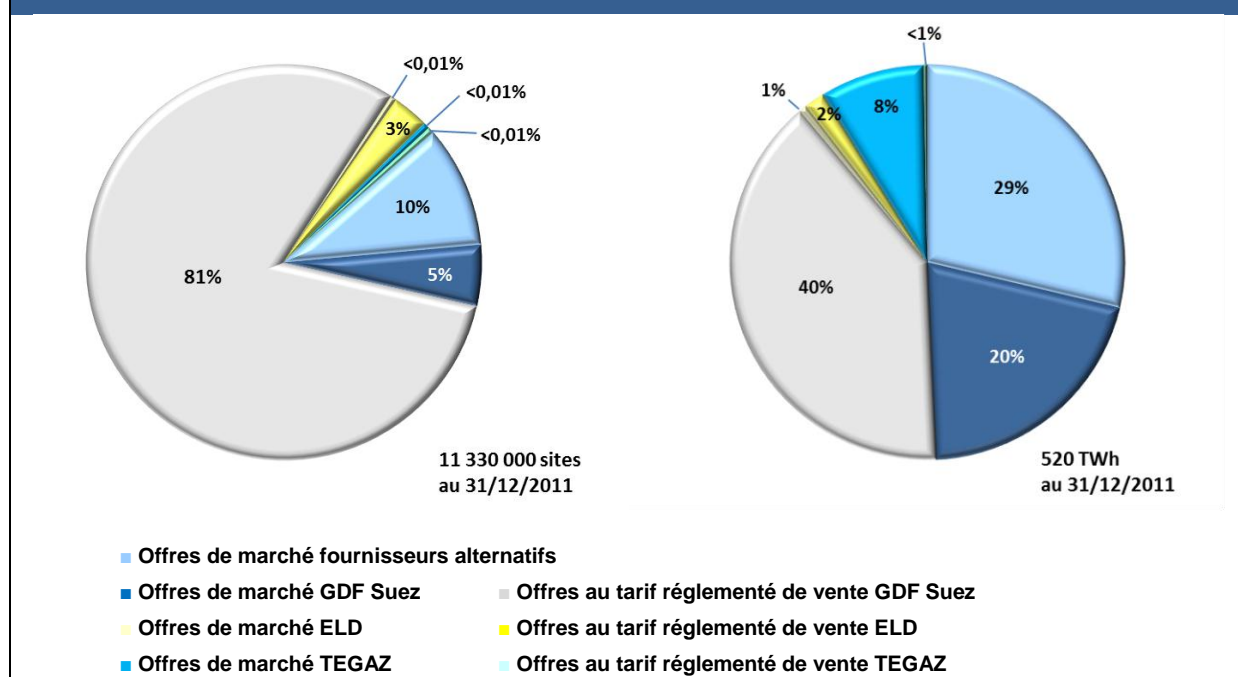
¹⁹ Gaz de Bordeaux, Enerest et Gaz Electricité de Grenoble. Gaz de Bordeaux et Enerest sont les fournisseurs historiques sur les territoires respectifs de RÉGAZ et Réseau GDS.

Figure 23. Fournisseurs nationaux de gaz actifs au 31 décembre 2011



Source : CRE

Figure 24. Répartition des offres en nombre de sites et en volume



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

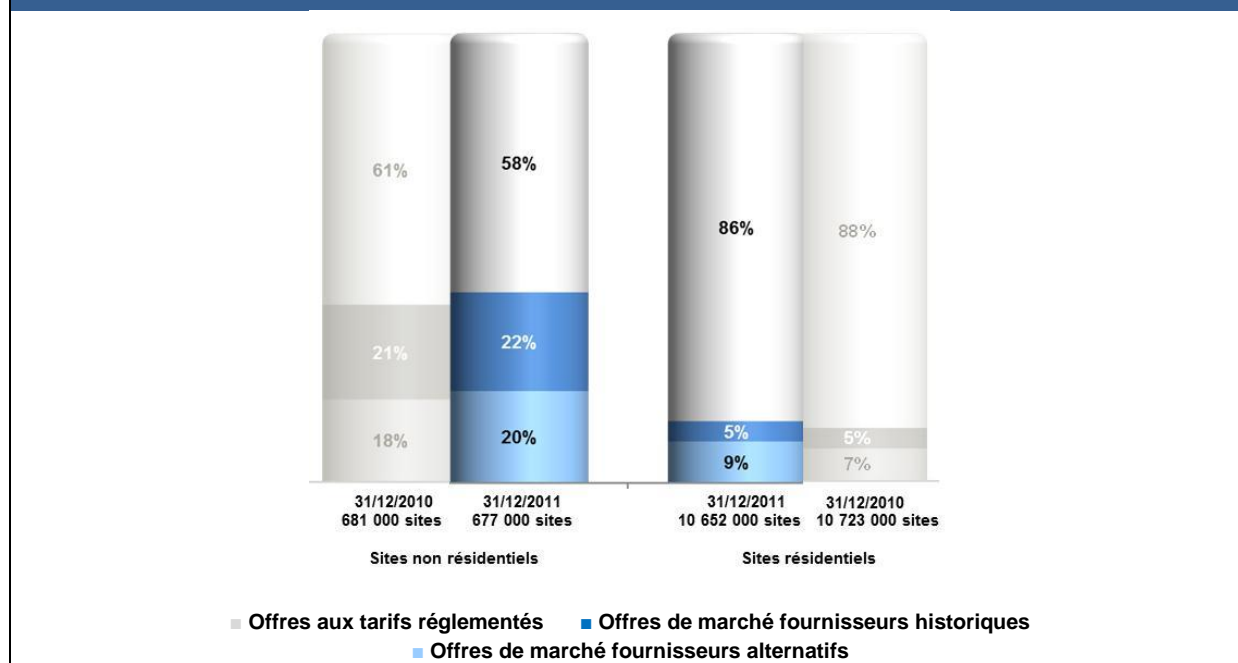
2.2 Bilan de l'ouverture du marché du gaz au 31 décembre 2011

2.2.1 Répartition des types d'offre

Au 31 décembre 2011, les tarifs réglementés sont prépondérants sur le marché du gaz rési-

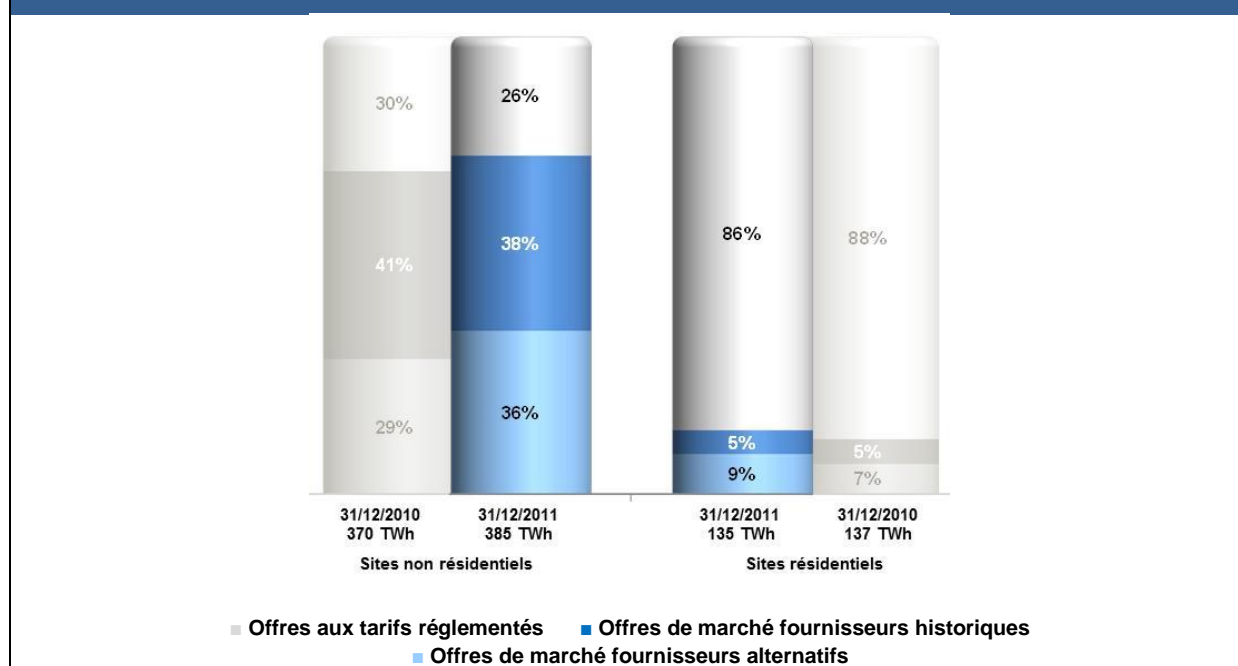
dentiel, avec 86 % des sites et 86 % de la consommation. À l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 58 % des sites et 26 % de la consommation. En particulier, la majorité des grands sites raccordés au réseau de transport sont désormais en offre de marché.

Figure 25. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 26. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

2.2.2 Développement de la concurrence par zone d'équilibrage et segment de clientèle

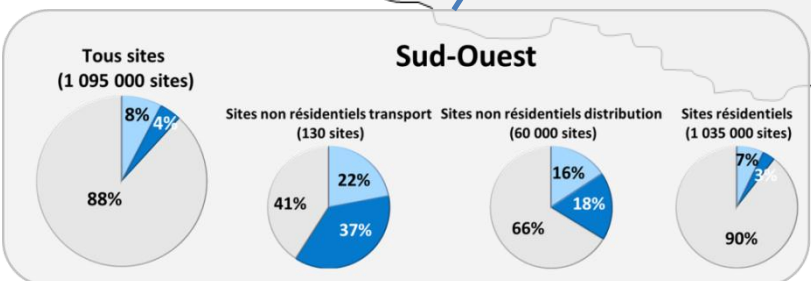
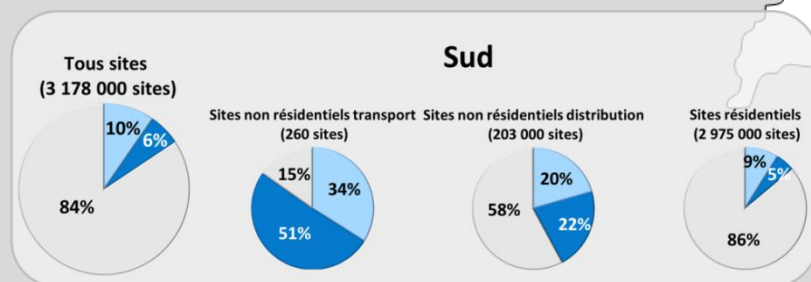
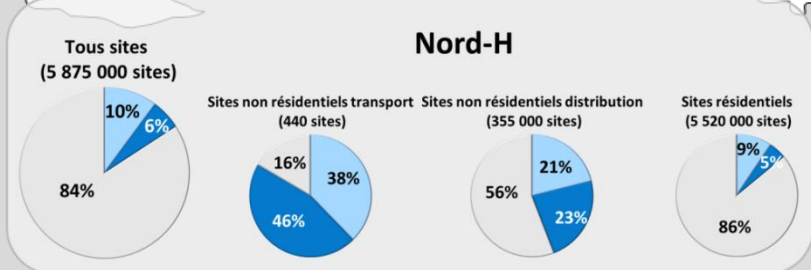
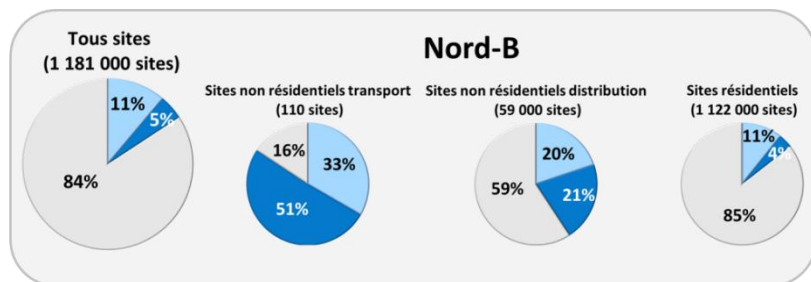
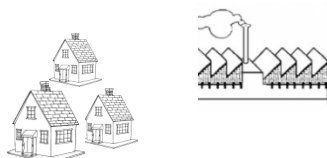
Les cartes ci-après présentent, pour les différentes zones d'équilibrage transport, la répartition au 31 décembre 2011 par segment de clientèle entre offres de marché des fournisseurs alternatifs, offres de marché des fournisseurs historiques et offres au tarif réglementé.

Alors que les taux d'ouverture du marché de détail du gaz sont proches dans les zones Nord-B, Nord-H et Sud, la zone Sud-Ouest est

en retard sur l'ensemble des segments de clientèle. Dans le cas des sites raccordés au réseau de distribution, la différence observée est en partie due à la présence de RÉGAZ, qui totalise 200 000 sites dont plus de 99 % sont au tarif réglementé et qui consomment 6 TWh, soit 21 % des volumes fournis sur le réseau de distribution de la zone Sud-Ouest. Dans le cas des sites raccordés au réseau de transport, 44 % sont au tarif réglementé (pour moins de 16 % sur les autres zones), représentant 19 % des volumes fournis sur ce segment (pour moins de 5 % sur les autres zones).

Figure 27. Répartition des sites par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2011

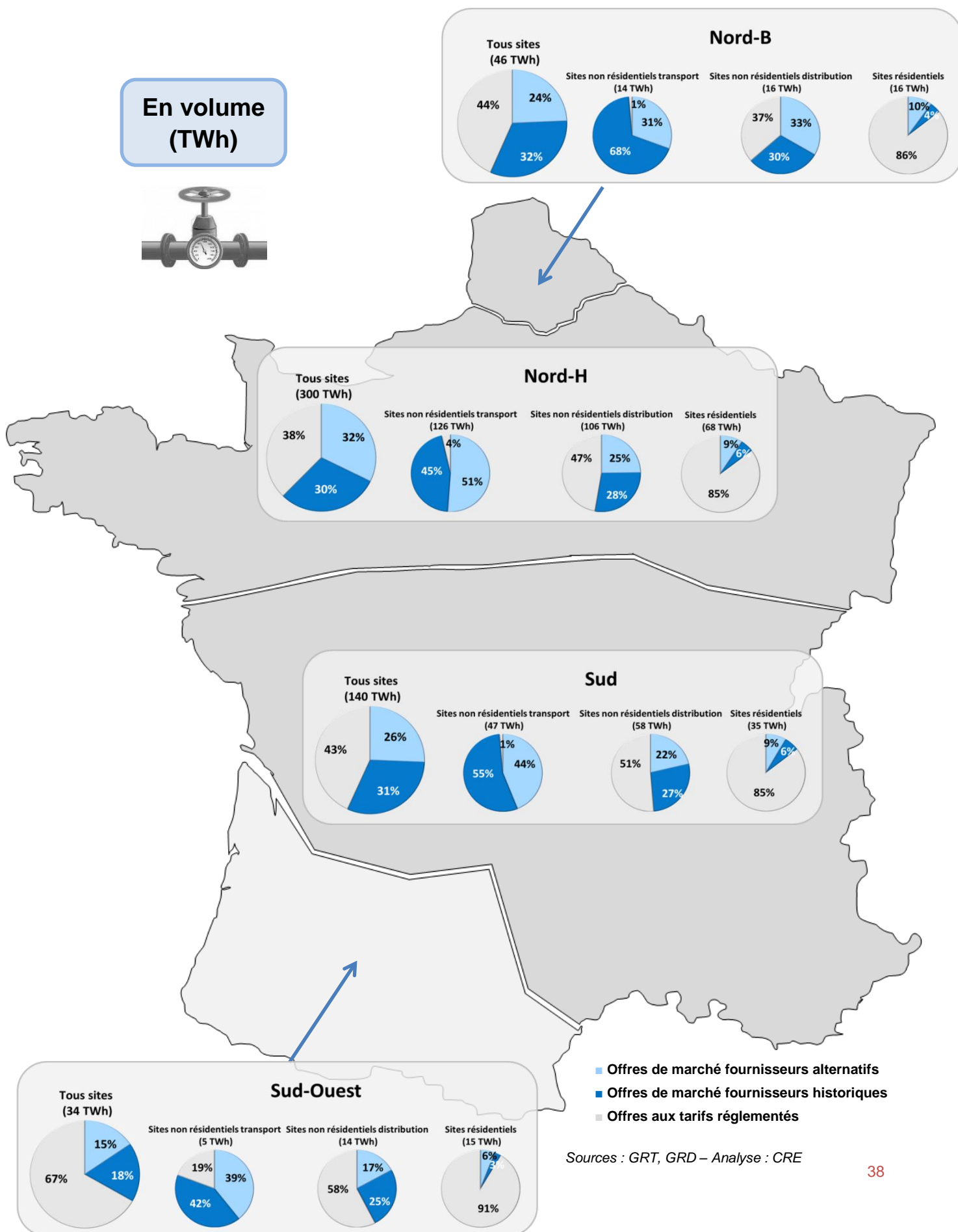
En nombre de sites



- Offres de marché fournisseurs alternatifs
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres aux tarifs réglementés

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 28. Répartition des volumes fournis par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2011

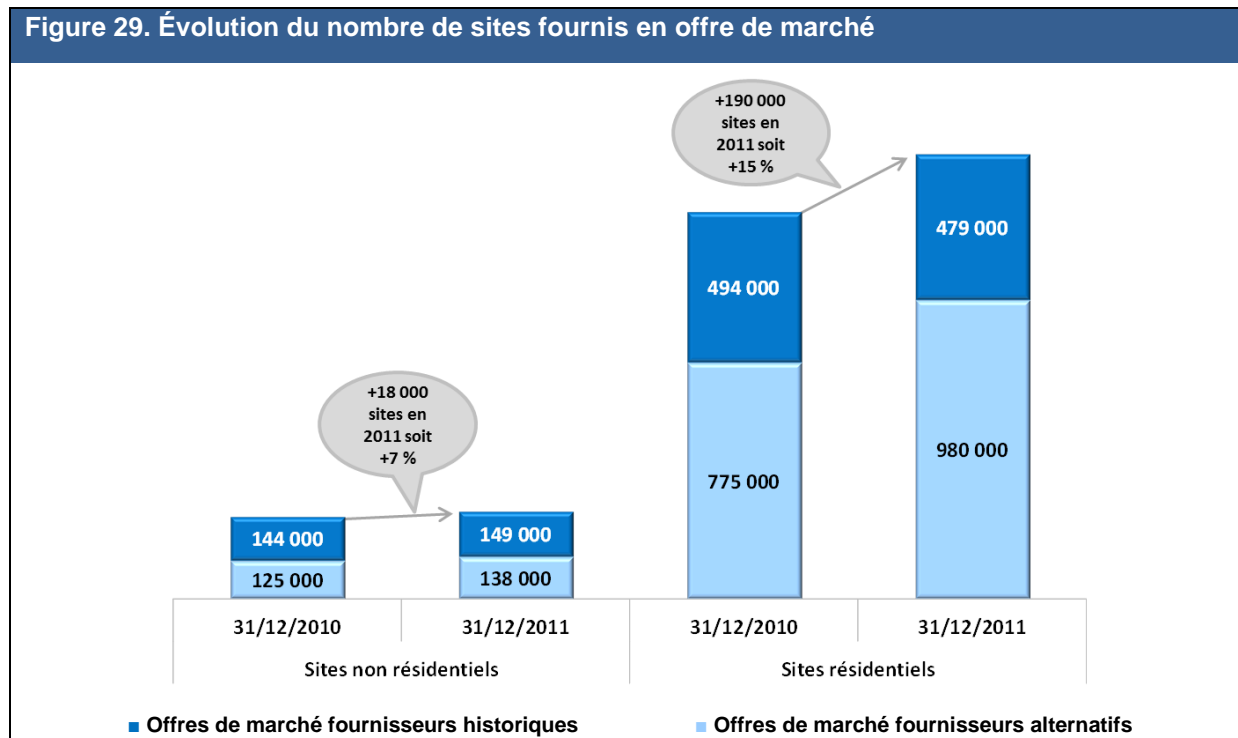


2.2.3 Évolution des sites en offre de marché

Le nombre de sites fournis en offre de marché et les volumes associés progressent significativement en 2011. Cette augmentation est continue sur l'ensemble de l'année, tant sur le segment résidentiel que non résidentiel. Les nouveaux clients en offre de marché choisissent majoritairement un fournisseur alternatif.

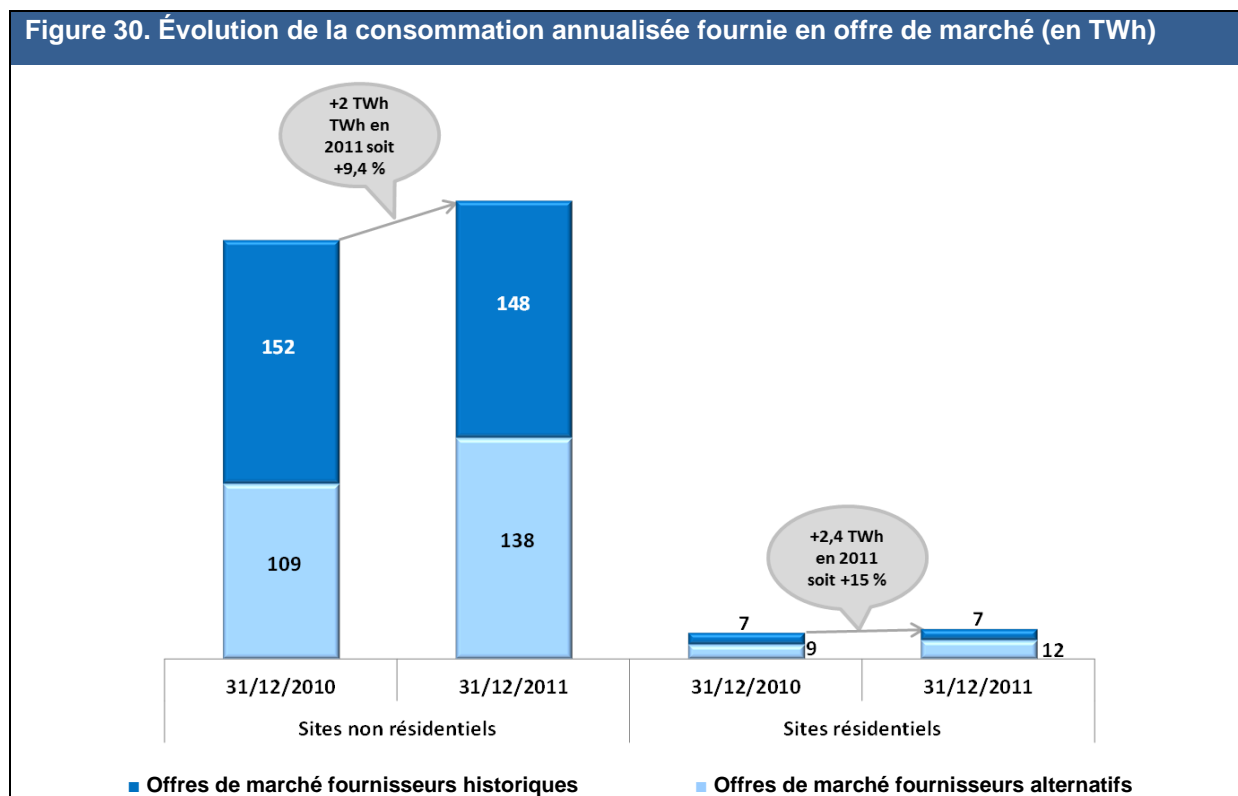
tivement en 2011. Cette augmentation est continue sur l'ensemble de l'année, tant sur le segment résidentiel que non résidentiel. Les nouveaux clients en offre de marché choisissent majoritairement un fournisseur alternatif.

Figure 29. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 30. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché (en TWh)



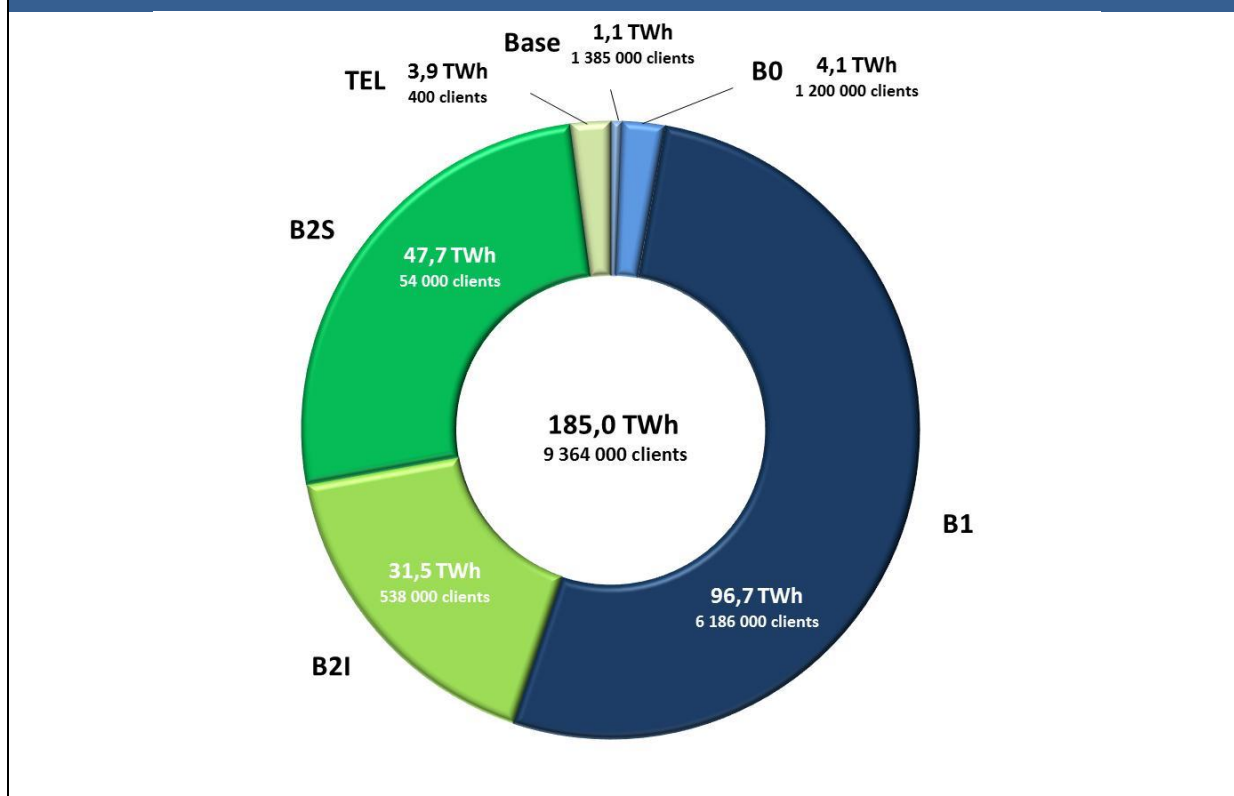
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

2.2.4 Répartition du volume et des sites au tarif réglementé de vente chez GDF Suez

La répartition des sites et des volumes des clients au tarif réglementé de vente chez GDF Suez, présentée à la figure 31, repose sur le portefeuille réel de GDF Suez correspondant à l'année 2011, corrigé des effets climatiques.

Cette figure ne tient pas compte des tarifs réglementés de vente dits « à souscription » qui sont destinés aux clients industriels et qui sont appliqués par GDF Suez, Tegaz et certaines ELD. Ces tarifs ne représentent plus que 14 TWh de consommation annuelle, soit moins de 3 % de la consommation nationale totale.

Figure 31. Répartition des ventes de GDF Suez aux tarifs réglementés de vente en distribution publique en 2011



Source : GDF Suez

L'essentiel de la clientèle résidentielle de GDF Suez est au tarif B1 (chauffage individuel), lequel pèse pour plus de la moitié des volumes de gaz livrés aux tarifs par GDF Suez en 2011.

Les volumes vendus aux tarifs B2I et B2S (petites et moyennes chaufferies), qui représentent 43 % des volumes de gaz vendus aux tarifs par GDF Suez en 2011, sont en baisse de 9 % en moyenne par rapport à 2010, notamment en raison d'une plus forte pression concurrentielle sur ces segments de clientèle (cf. figure 32 de la présente section).

Les tarifs Base et B0, correspondant aux plus faibles consommations (usages eau chaude et

cuisson), représentent un peu plus de 2 % des volumes de gaz vendus aux tarifs par GDF Suez.

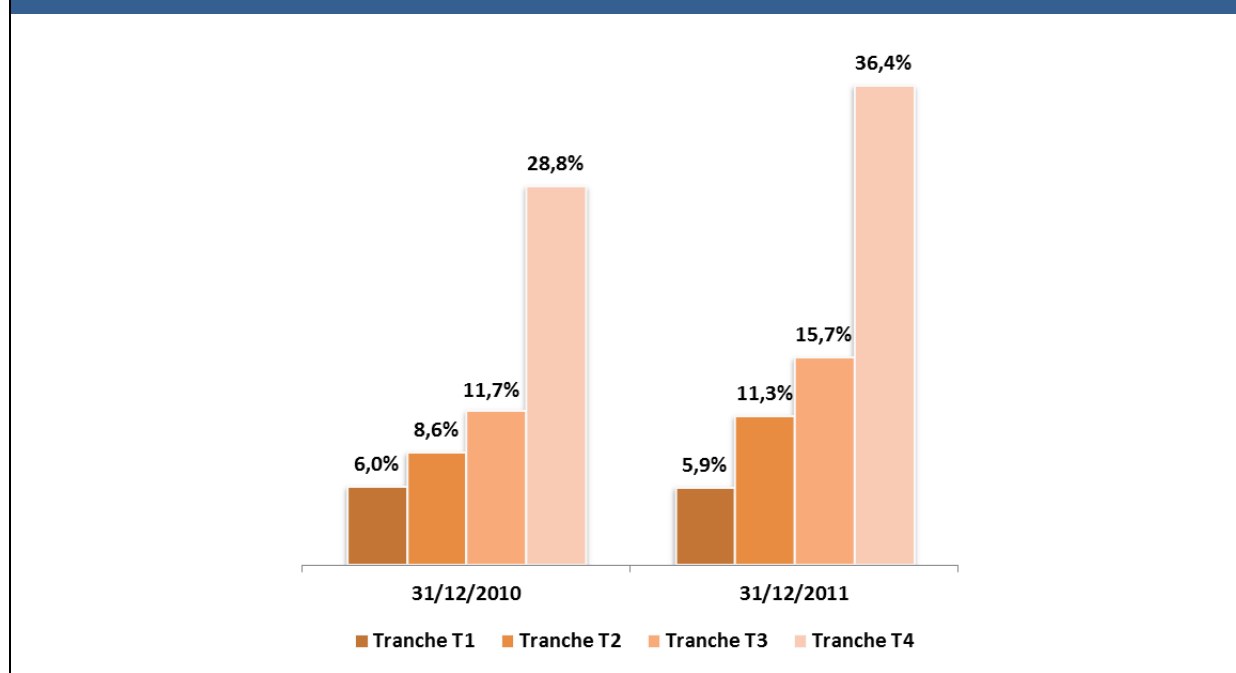
2.2.5 Taux de pénétration en volume des fournisseurs alternatifs par option tarifaire

La figure 32 illustre le rythme de développement de la concurrence entre 2010 et 2011 pour les différentes options du tarif d'accès des tiers au réseau de distribution détaillées dans le tableau 4.

Tableau 4. Segments tarifaires des consommateurs raccordés au réseau de distribution

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

Source : GDF Suez

Figure 32. Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs selon l'option tarifaire

Source : GRD – Analyse : CRE

La concurrence se développe très peu sur la tranche tarifaire T1 sur laquelle les tarifs réglementés de vente de GDF Suez sont structurellement déficitaires (cf. section III, paragraphe 5.3).

L'activité concurrentielle est essentiellement concentrée sur les plus gros clients industriels, pour lesquels les tarifs réglementés de vente ont toujours couvert les coûts de GDF Suez.

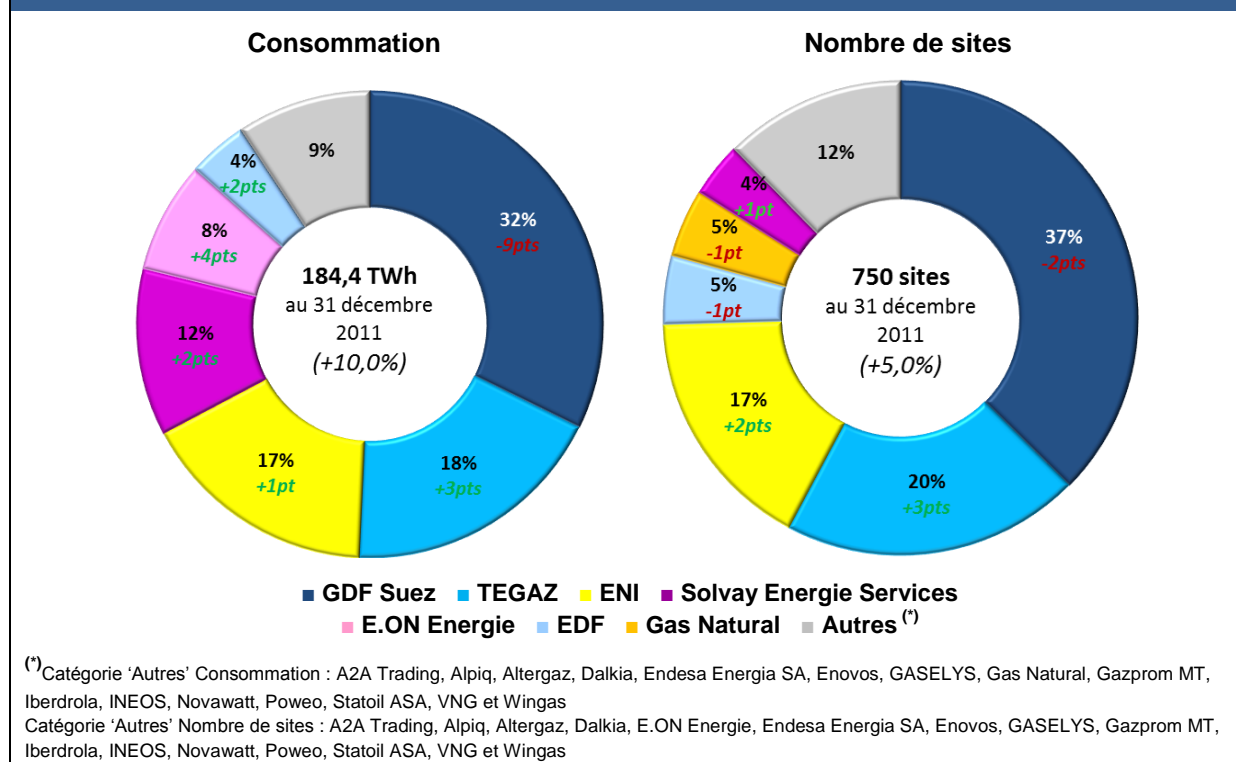
2.2.6 Parts des offres de marché par expéditeur final

Les figures 33, 34 et 35 présentent les parts de marché à fin 2011 des expéditeurs finals sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, ainsi que leur évolution par rapport à fin 2010, sur les segments suivants :

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

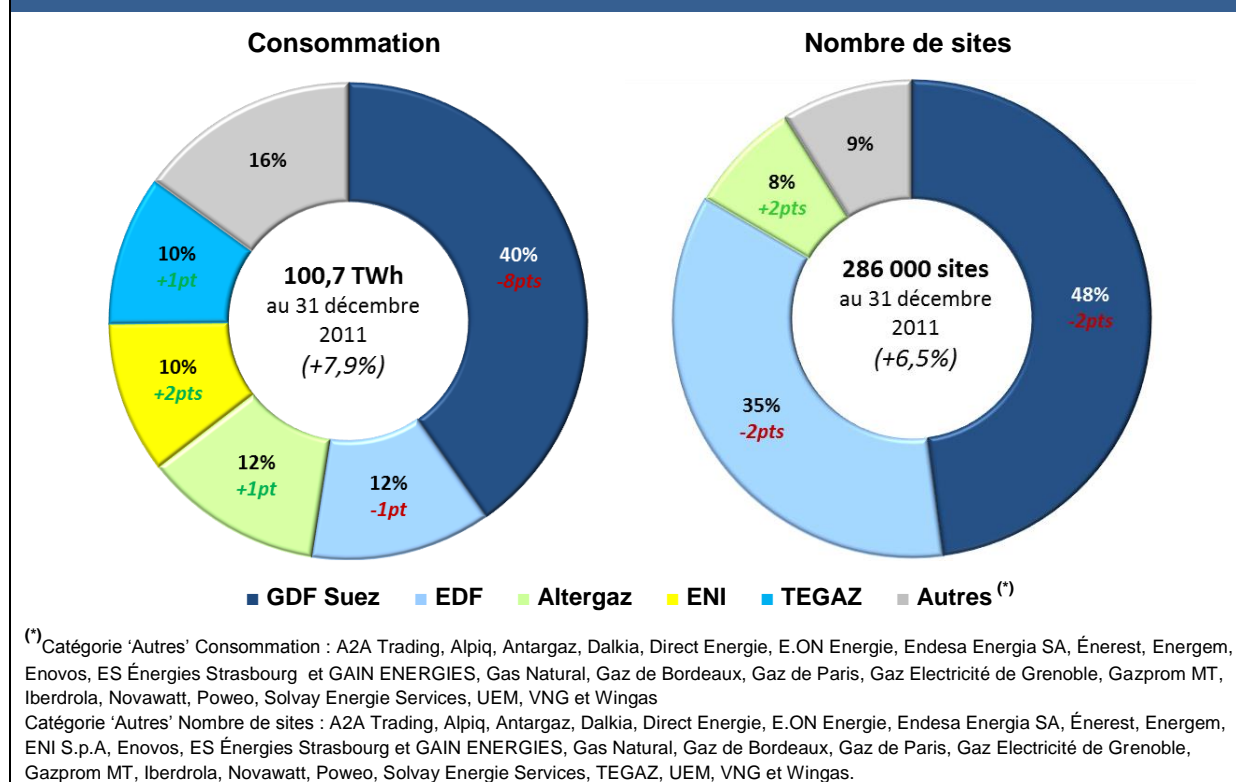
Les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont versés dans la catégorie « Autres ». De par la méthodologie employée, ces parts de marché correspondent aux quantités de gaz livrées, celles-ci ayant pu être fournies par une autre entité. En particulier, Solvay Energie Services assure la livraison d'un certain nombre de sites qui ont acheté leur gaz auprès d'autres opérateurs ou directement sur le marché de gaz.

Figure 33. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport



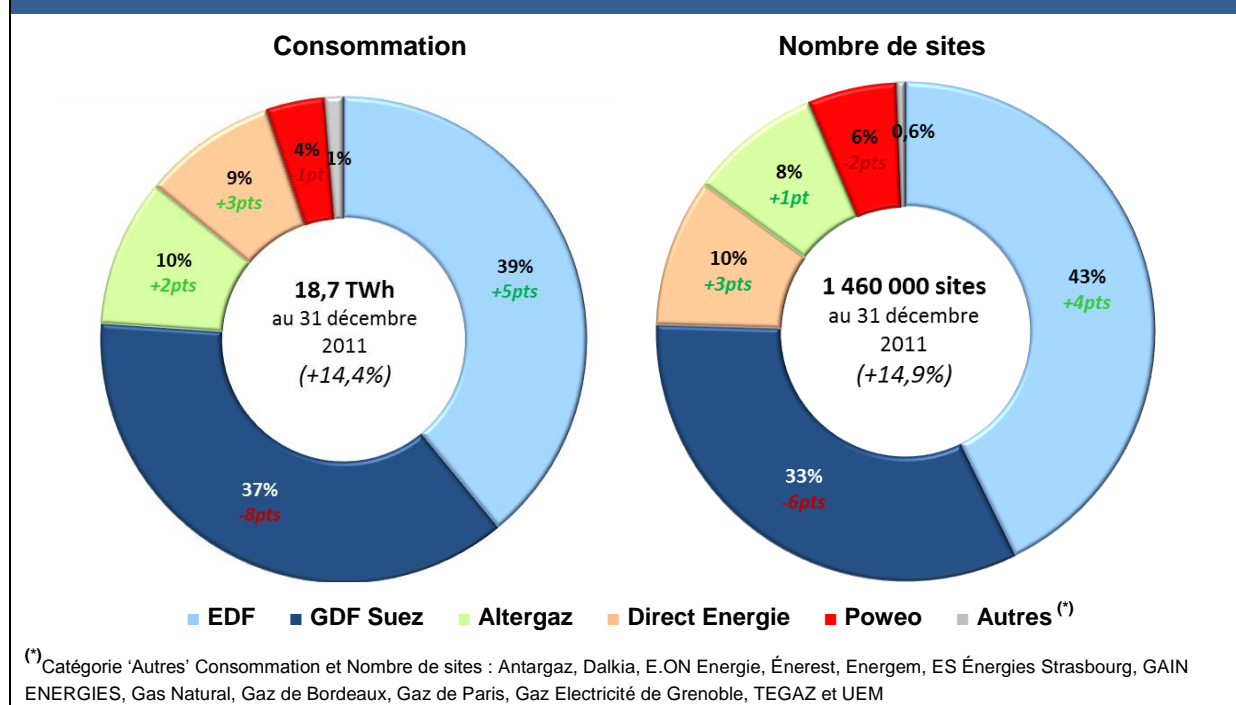
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 34. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 35. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, sur le segment des clients résidentiels



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

La part des offres de marché de GDF Suez en consommation est en net recul sur ce segment entre fin 2010 et fin 2011, signe d'une stratégie volontariste de conquête du marché de la part des fournisseurs alternatifs. Toutefois, GDF Suez et TEGAZ fournissent toujours plus de la moitié des consommations en offre de marché sur le réseau de transport.

Les fournisseurs GDF Suez et EDF alimentent plus de la moitié des consommations en offre de marché des clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution.

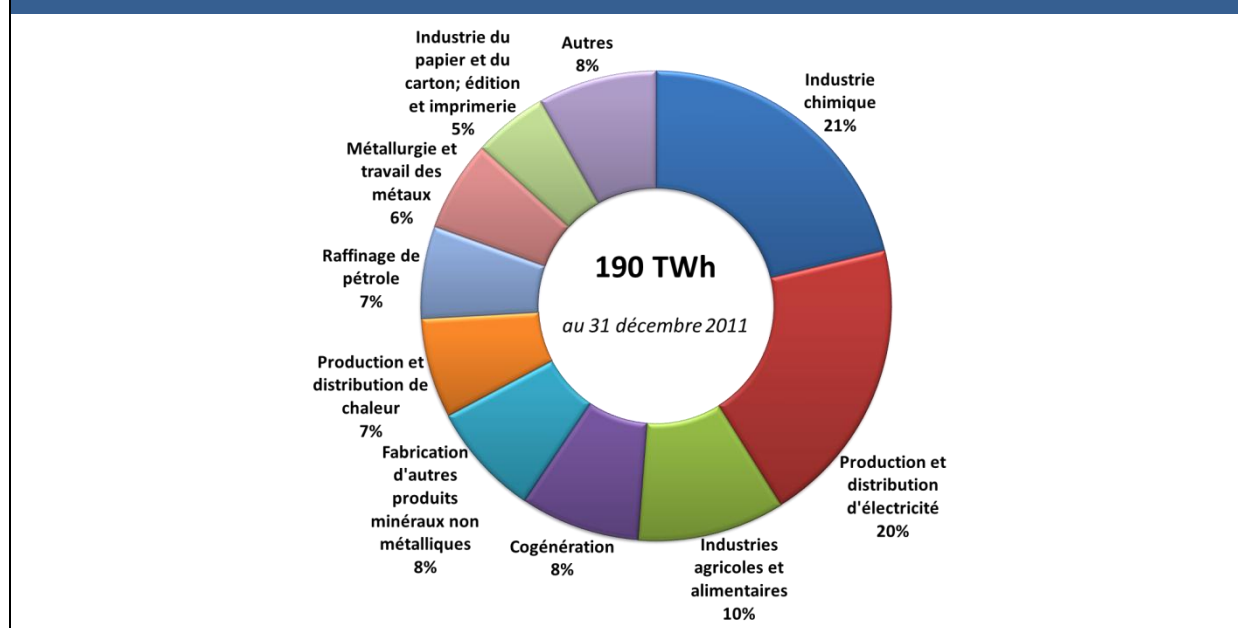
Le segment résidentiel est plus concentré : il est dominé par deux acteurs, EDF et GDF

Suez, les trois acteurs alternatifs significatifs (Direct Energie, Poweo et Altergaz) totalisant moins du quart du volume fourni en offre de marché.

2.2.7 Consommation par secteur d'activité pour les sites industriels « transport »

La figure 36 présente la part de chaque secteur industriel dans la consommation de gaz pour les clients raccordés au réseau de transport.

Figure 36. Répartition des consommations par secteur d'activité à fin 2011



Sources : GRT, GRD

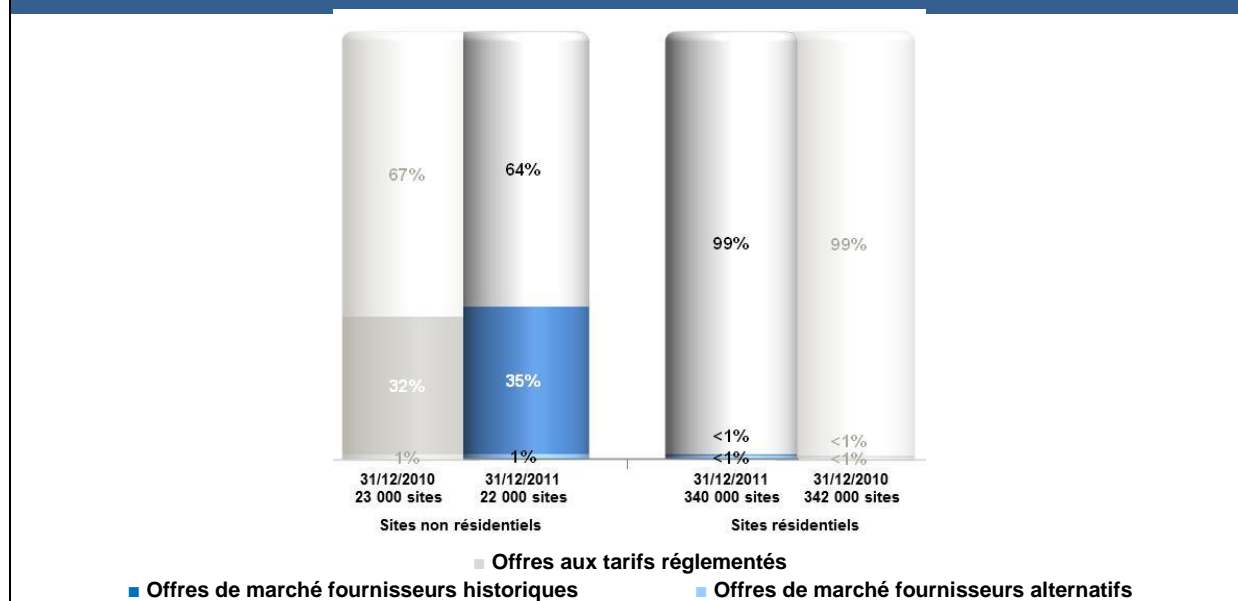
L'industrie chimique et la production d'électricité sont les secteurs les plus consommateurs de gaz. Ils représentent à eux deux une consommation d'environ 78 TWh (41 %).

35 % de la consommation de gaz (soit 66 TWh) sur le réseau de transport est dédiée à la production d'électricité ou de chaleur.

2.2.8 Développement de la concurrence sur le territoire des trois principales ELD

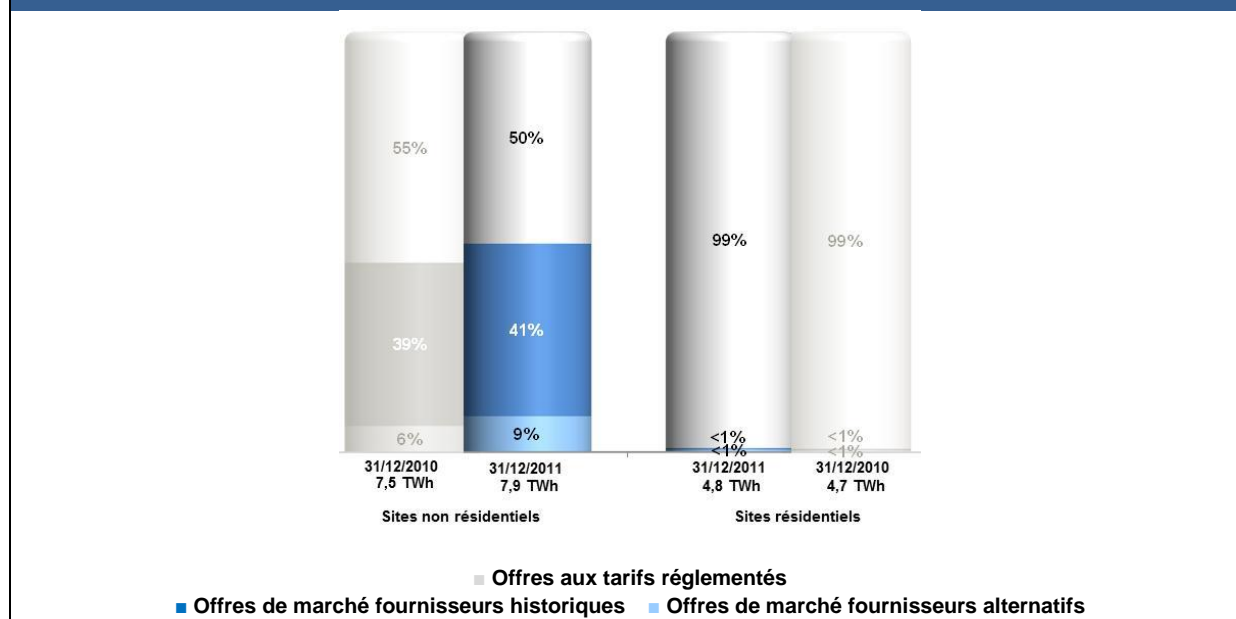
Les données suivantes présentent l'état de l'ouverture à la concurrence sur les zones des trois gestionnaires de réseau de distribution non nationaux les plus importants : RÉGAS à Bordeaux, Réseau GDS à Strasbourg et Gaz Électricité de Grenoble.

Figure 37. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD



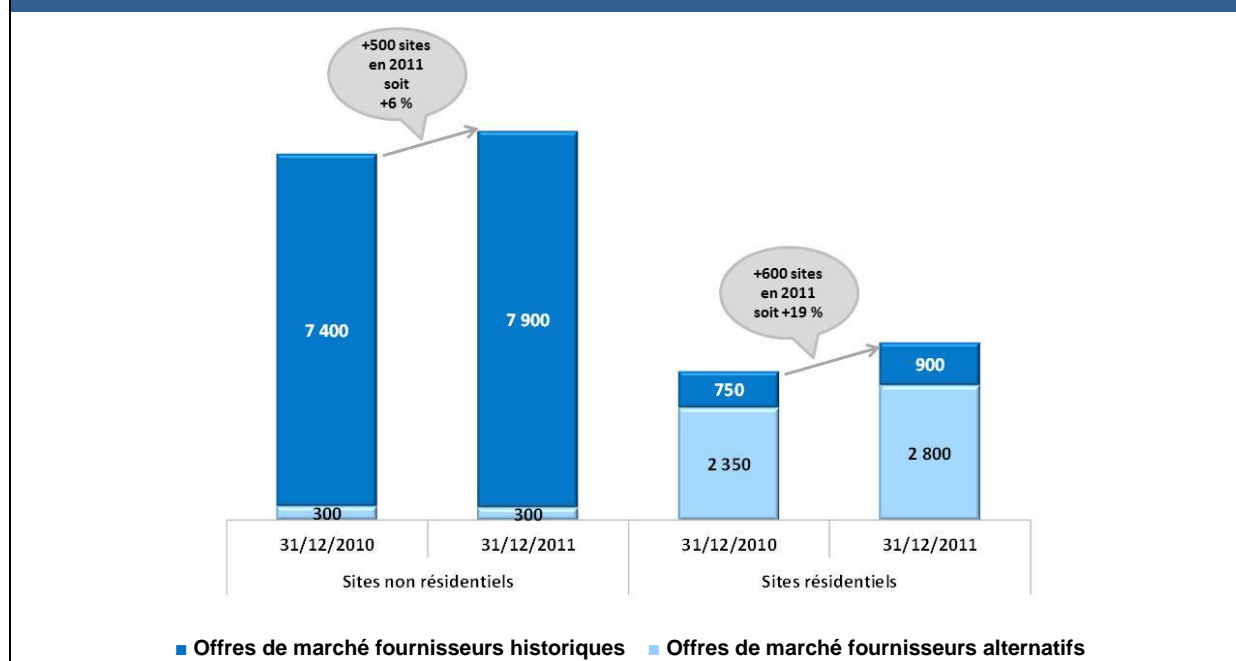
Sources : GRD – Analyse : CRE

Figure 38. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD



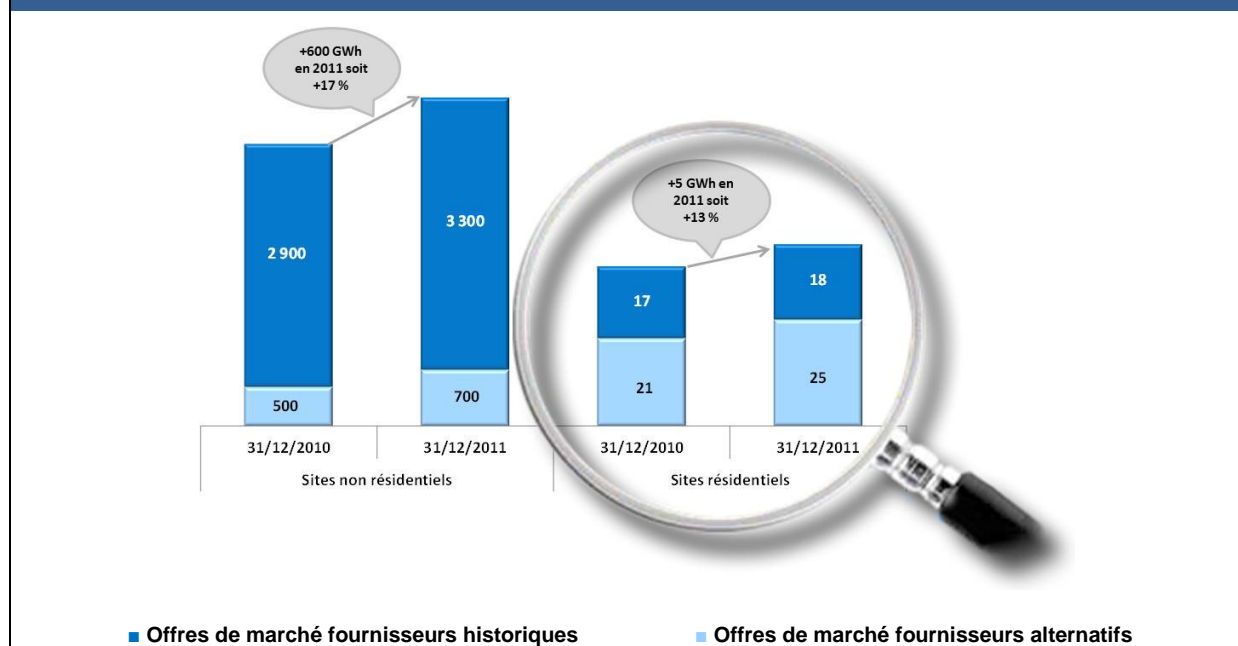
Sources : GRD – Analyse : CRE

Figure 39. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché sur le territoire des ELD



Sources : GRD – Analyse : CRE

Figure 40. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché sur le territoire des ELD (en TWh)



Sources : GRD – Analyse : CRE

Le développement de la concurrence est quasiment nul sur le segment résidentiel et très faible sur le segment non résidentiel, sur lequel 3 % des sites en offre de marché (représentant 17 % des volumes) ont choisi un fournisseur alternatif, contre 48 % sur le territoire national.

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.

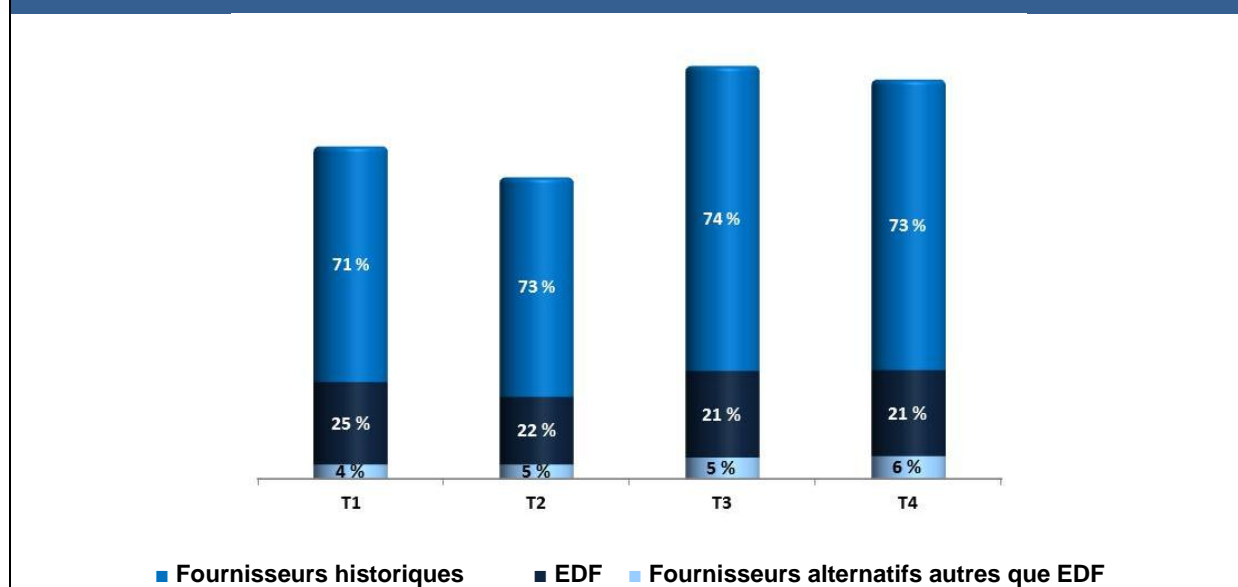
Les notions présentées dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont définies de manière détaillée dans le glossaire.

Mouvements de marché

Mises en service

Sur l'année 2011, 73 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques, 5 % chez les fournisseurs alternatifs (hors EDF) et 22 % chez EDF. EDF et GDF Suez captent donc la quasi-totalité des nouveaux clients lors des mises en service.

Figure 41. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2011



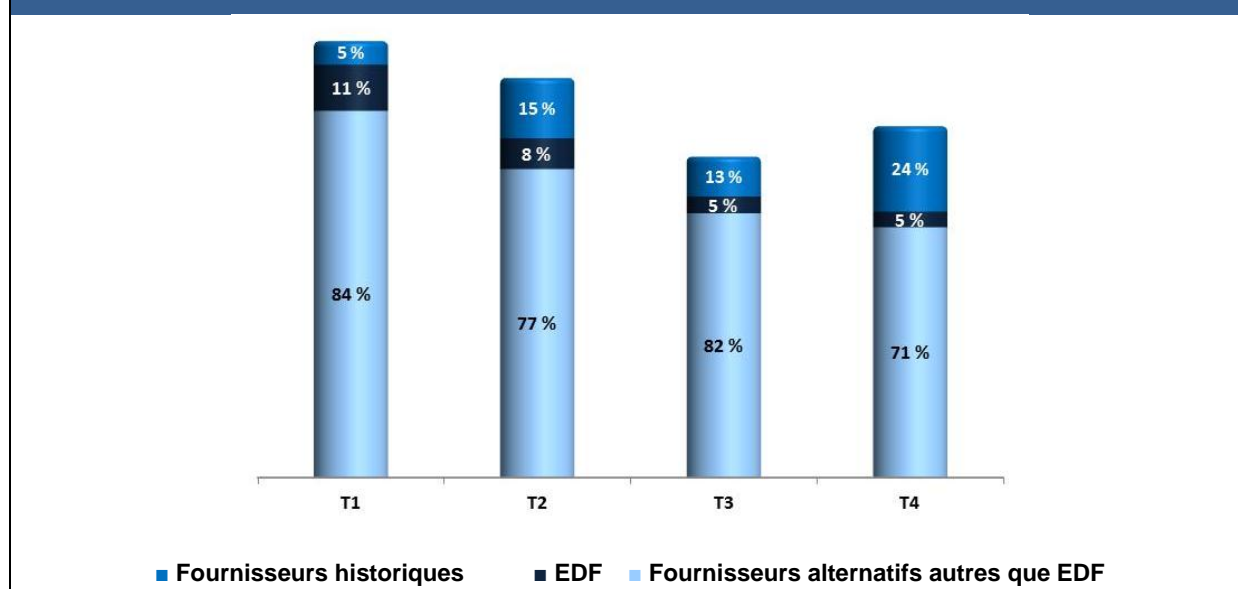
Sources : GRD – Analyse : CRE

Changements de fournisseur

Les changements de fournisseur se sont principalement effectués au bénéfice des fournisseurs alternatifs. Sur l'année 2011,

79 % des clients ont changé de fournisseur pour un fournisseur alternatif (autre que EDF) contre 14 % pour les fournisseurs historiques et 7 % pour EDF.

Figure 42. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2011



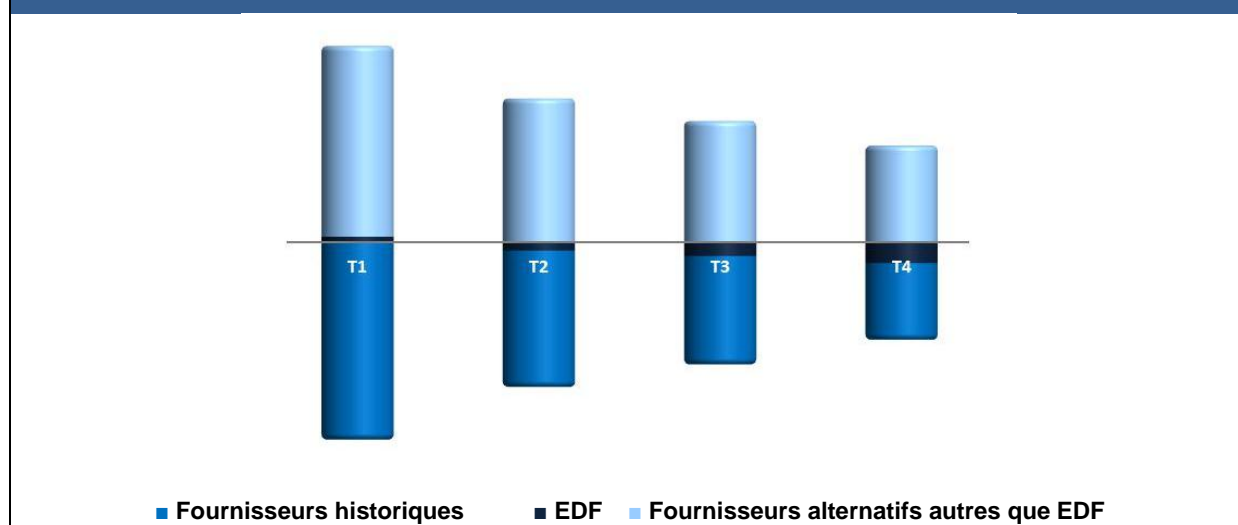
Sources : GRD – Analyse : CRE

Démarchage net

Le « démarchage net », présenté à la figure 43, 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 43. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2011



Sources : GRD – Analyse : CRE

Le flux de clients dû au démarchage net sur le marché de détail de gaz est positif sur l'année 2011 pour les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, et négatif pour les fournisseurs historiques et EDF.

Les flux de clients liés au démarchage net sont favorables aux fournisseurs alternatifs. La concurrence semble bien se développer sur le segment de marché des clients déjà titulaires d'un contrat de gaz.

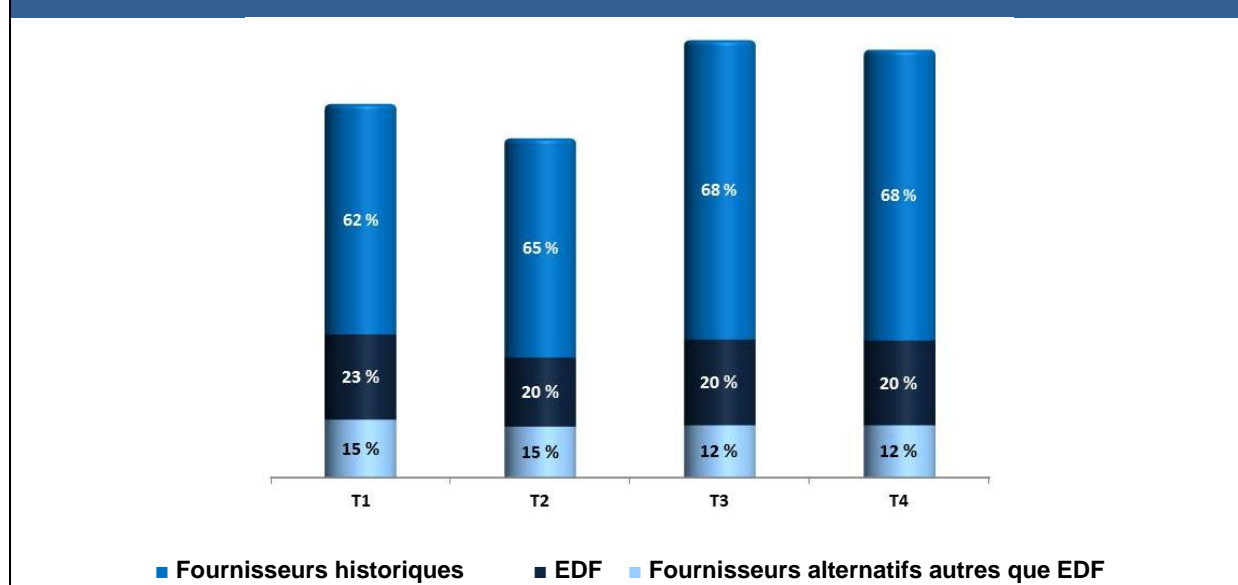
Entrées en portefeuille

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. 86 % des ventes brutes ont été réalisées en 2011 par les fournisseurs historiques et EDF.

Figure 44. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2011



Sources : GRD – Analyse : CRE

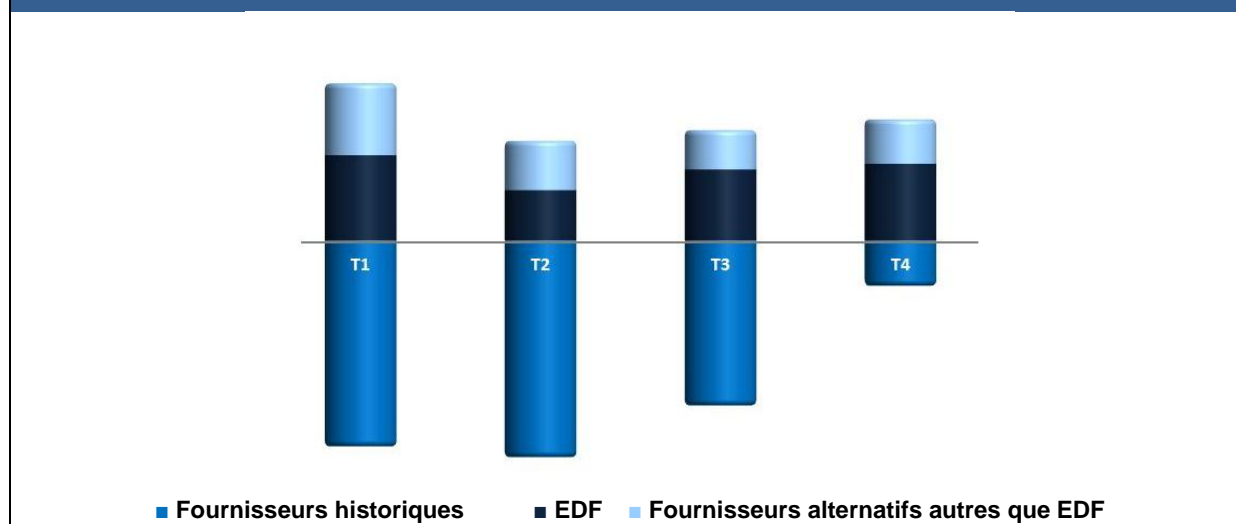
Ventes nettes

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

Globalement, les fournisseurs historiques perdent des sites au profit des fournisseurs alter-

natifs principalement du fait des mises hors service, plus nombreuses chez les fournisseurs historiques en raison du volume important de leur portefeuille de clients. 58 % des ventes nettes des fournisseurs alternatifs ont été réalisées par EDF.

Figure 45. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2011



Sources : GRD – Analyse : CRE

Taux de rotation ou taux de *switch* (exprimé en nombre de sites)

Le taux de rotation 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 mesure de l'intensité concurrentielle sur ce segment.

Le taux de rotation reste relativement stable depuis l'ouverture totale du marché du gaz en

2007. Il est toutefois plus élevé en 2011, signe d'un accroissement de l'activité concurrentielle, après une baisse en 2010.

La concurrence s'exerce davantage sur le segment des clients non résidentiels, notamment celui des gros consommateurs (cf. indicateur 2.2.9). Cela traduit le fait que ces derniers sont en moyenne mieux informés de l'ouverture du marché que les résidentiels, et les bénéfices en matière de prix et de services qu'ils peuvent en tirer sont substantiels.

Tableau 5. Taux de rotation en gaz de 2008 à 2011

	2008	2009	2010	2011
Sites résidentiels	3,8 %	3,9 %	3,4 %	4,5 %
Sites non résidentiels	5,7 %	5,2 %	4,8 %	5,7 %
Tous sites	3,9 %	4,0 %	3,5 %	4,5 %

Sources : GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours de l'année 2011, 4,5 % des clients résidentiels ont soit changé de fournisseur, soit fait effectuer une mise en service chez un fournisseur alternatif.



SECTION III - Analyse économique de la fourniture sur les marchés de détail

1.	Présentation et périmètre de l'analyse	51
2.	Conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché de l'électricité	52
3.	Analyse des prix sur le marché de détail de l'électricité	74
4.	Conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché du gaz	92
5.	Analyse des prix sur le marché de détail du gaz	94

1. PRESENTATION ET PERIMETRE DE L'ANALYSE

L'objet de la présente section est d'analyser les conditions économiques auxquelles les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sont confrontés, et qui structurent les offres de détail qu'ils peuvent proposer à leurs clients, qu'elles relèvent des pouvoirs publics, dans le cas des tarifs réglementés de vente, ou du libre exercice de la concurrence dans le cas des offres de marché.

La première partie de cette analyse consiste en l'examen des moyens de production et/ou d'approvisionnement en énergie à disposition des fournisseurs. Elle en présente la nature, la volumétrie, les caractéristiques de coûts et l'ouverture à la concurrence.

La seconde partie de l'analyse consiste en l'examen des prix des offres de détail :

- les tarifs réglementés de vente, au regard des conditions d'approvisionnement et/ou de production des fournisseurs historiques ;
- le prix des offres de marché qui peut être proposé par les fournisseurs au regard de leurs conditions d'approvisionnement et/ou de production.

Cet examen des prix permet de mettre en évidence, notamment, la contestabilité ou non des tarifs réglementés de vente par les fournisseurs alternatifs²⁰, ainsi que l'effet de la transition entre le TaRTAM et la nouvelle organisation de marché avec l'ARENH.

Dans le cas de l'électricité sont présentées également les perspectives d'évolution à cinq ans des tarifs réglementés de vente.

²⁰ La contestabilité d'un tarif réglementé est la capacité, pour un fournisseur, de proposer une offre compétitive par rapport à celui-ci.

2. CONDITIONS D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Cette sous-section présente les diverses modalités d'approvisionnement et/ou de production auxquelles les fournisseurs d'électricité ont recours pour couvrir les besoins de leur portefeuille de clients sur le marché de détail.

2.1 Marché de gros de l'électricité

Les transactions des produits spot et à terme sur le marché français de l'électricité sont réalisées par l'intermédiaire des bourses de l'électricité (EPEX SPOT et *EEX Power Derivatives*) ainsi qu'en OTC²¹ (transactions bilatérales pures et plateformes Brokers). Ces moyens d'approvisionnement sont indispensables aux fournisseurs actifs sur le marché de détail, qui peuvent par ailleurs s'approvisionner dans des pays voisins.

Ces places de marché permettent d'assurer le complément de fourniture de l'ARENH, puisque que le volume d'ARENH ne couvre généralement pas la totalité de la consommation des clients d'un fournisseur. Elles permettent également de compléter les contrats d'approvisionnement signés par les fournisseurs avec les producteurs pour alimenter leurs clients. Pour les fournisseurs qui disposent de moyens de production, elles leur permettent d'arbitrer entre différentes sources d'électricité de façon à faire bénéficier leurs clients des sources les plus compétitives et de vendre la part de leur production qui n'est pas consommée par leurs clients. Elles permettent enfin aux fournisseurs d'équilibrer la consommation de court terme de leur portefeuille en achetant et vendant de l'électricité suivant leurs besoins.

Les fournisseurs peuvent acquérir des produits sur le marché spot (produits infra-journalier, day-ahead et week-end) ainsi que des produits

à terme. Les fournisseurs peuvent ainsi acheter des produits mensuels (M+1 à M+7), trimestriels (Q+1 à Q+8) et calendaires (Y+1 à Y+4).

Des produits plus sophistiqués peuvent également être obtenus sur le marché de gré à gré.

Le rapport annuel de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel peut être consulté sur :

<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques>

2.2 ARENH

2.2.1 Description du dispositif

Contexte et commission Champsaur

En 2006, la France s'est vue adresser une mise en demeure et un avis motivé relatifs à la transposition de la directive 2003/54/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La Commission européenne lui reprochait de généraliser les tarifs réglementés de vente d'électricité à l'ensemble des clients professionnels (seul segment ouvert à la concurrence en 2006), de n'autoriser la vente à ces tarifs qu'à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN), procédure non transparente et discriminatoire, et enfin de maintenir les tarifs à un niveau particulièrement bas, en dessous des prix de marché.

En 2007, les autorités européennes ont lancé une enquête sur les tarifs réglementés de vente pour les moyennes et grandes entreprises et sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM). Ces tarifs étaient présumés constituer des aides d'État aux entreprises. Cette enquête a été étendue en 2009, après la décision de la France de prolonger le TaRTAM jusqu'en 2010.

²¹ OTC : Over The Counter, marché de gré à gré.

Ces procédures ont conduit le gouvernement à nommer une commission d'experts, présidée par M. Paul Champsaur, pour formuler des propositions d'organisation du marché de l'électricité « *conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements* ». Ces propositions consistent :

- en amont, en un droit d'accès des fournisseurs à la production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF, à un prix régulé qui en reflète les coûts complets de production ;
- en aval, en la suppression des tarifs réglementés de vente pour les industriels et leur maintien pour les petits consommateurs.

Elles ont été mises en œuvre dans la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) qui instaure notamment le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF (ARENH), et par le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 pris pour son application.

Les principes et les modalités de l'ARENH

Le périmètre concerné

A compter du 1^{er} juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, les fournisseurs alternatifs d'électricité ont droit à l'ARENH pour un volume total ne pouvant dépasser 100 TWh (soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique). Ce plafond absolu est fixé par le code de l'énergie, en son article L. 336-2, qui prévoit par ailleurs un sous-plafond, pris par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture aux consommateurs finals. Ce sous-plafond a été fixé au maximum possible, à savoir la totalité des 100 TWh, par arrêté en date du 28 avril 2011.

Les contrats des grands clients au TaRTAM au 30 juin 2011 ou ayant souscrit une offre de marché avant le 8 décembre 2010, qui représentent un volume de consommation d'environ 67 TWh, ne peuvent revenir au tarif réglemen-

té de vente. Le dimensionnement du sous-plafond a été notamment réalisé au regard de ce volume.

Le prix de l'ARENH : 40 €/MWh au démarrage du dispositif puis 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012

Pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2013, le prix de l'électricité de l'ARENH est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la CRE. Au-delà de cette date, le prix de l'ARENH sera arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, sur proposition de la CRE.

Le code de l'énergie prévoit que le prix initial doit être fixé en cohérence avec le TaRTAM, de telle façon qu'un consommateur au TaRTAM au 30 juin 2011 puisse se voir proposer par la suite une offre de marché au même niveau de prix. Dans son avis du 5 mai 2011, la CRE a estimé que le prix proposé de 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011 permettait d'atteindre cet objectif.

Par ailleurs, le code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de la production d'électricité de ses centrales nucléaires sur la durée du dispositif. Un décret en Conseil d'Etat doit préciser les conditions dans lesquelles est fixé le prix de l'ARENH. En l'absence de ce texte à la date de la délibération, la CRE a dû, pour rendre son avis sur le prix de 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012, établir la méthode d'identification et de comptabilisation des coûts qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Cette méthode de calcul repose sur une prise en compte :

- des capitaux immobilisés dans le parc nucléaire d'EDF, qui seront remboursés et rémunérés au moyen d'une base d'actifs amortie sur la durée de vie du dispositif ARENH au coût moyen pondéré du capital de l'entreprise EDF. Cette base d'actifs comprendra les montants initialement investis dans le parc nucléaire historique qui n'ont pas encore été amortis, ainsi que

tout ou partie des capitaux qu'EDF a investis et doit encore investir dans les actifs destinés à couvrir ses charges nucléaires de long terme (démantèlement, déconstruction, gestion des déchets, etc.) en application de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 ;

- des charges d'exploitation afférentes au parc nucléaire, qui seront remboursées au fur et à mesure qu'elles sont constatées, sur la base d'une prévision et de sa correction *ex post* ;
- des investissements de maintenance et de prolongation de la durée d'autorisation d'exploitation, qui seront pris en compte dans le prix de l'ARENH à mesure qu'ils sont engagés par EDF, sur la base d'une prévision et de sa correction *ex post*.

Sur le fondement des chiffres communiqués par EDF, cette méthode conduit à un prix de l'ARENH compris dans une fourchette allant de 36 €/MWh à 39 €/MWh.

L'écart avec le prix de 42 €/MWh est justifié par le gouvernement par une prise en compte anticipée des investissements nécessaires au renforcement de la sûreté des centrales nucléaires, conséquences de l'accident de Fukushima, sur lesquels la CRE n'est pas en mesure de se prononcer.

Le rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire, publié le 31 janvier 2012, et le rapport de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), publié le 3 janvier de la même année, apportent des éclairages sur ces questions, qui devraient être pris en compte dans le prochain prix de l'ARENH et dans le décret à paraître.

Les produits ARENH

Des droits ARENH calculés en fonction de la consommation aux heures dites « creuses »

La CRE a rendu un avis favorable sur la méthode d'allocation des droits, après s'être assurée qu'elle respectait bien le double principe prévu par les textes législatifs et réglementaires :

- l'ARENH doit représenter la part de la production nucléaire historique dans la consommation totale en France, c'est-à-dire qu'en achetant à EDF l'électricité au prix de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs doivent pouvoir couvrir une part de la consommation de leurs clients équivalente à la part de la consommation française totale couverte par la production nucléaire, soit environ 78 % ;
- la répartition de l'ARENH entre les fournisseurs doit être effectuée selon les consommations de leurs clients pendant les heures de faible consommation nationale.

Un profil de livraison plat pour les gros consommateurs et modulé pour les petits

Le profil des produits ARENH destinés aux petits consommateurs (clients résidentiels et petits clients professionnels) est construit pour refléter la modulation de la production du parc nucléaire français²².

Le profil des produits destinés aux grands consommateurs est plat jusqu'en 2015.

La CRE a émis le 12 mai 2011 un avis favorable au projet d'arrêté relatif aux profils de livraison qui lui était soumis, ceux-ci étant conformes aux dispositions du code de l'énergie.

²² Cette modulation se fait à l'échelle annuelle (modulations saisonnières), hebdomadaire (jours de semaine / week-end) et journalière (pointe / hors-pointe)

Une déduction des volumes Exeltium

Le code de l'énergie, en son article L. 336-4, dispose que les volumes d'électricité acquis dans le cadre du contrat liant Exeltium à EDF (ou tout contrat du même type) sont décomptés des droits ARENH. Le décret n° 2011-554 du 20 mai 2011 précise les modalités de ce décompte.

Ce décret a été modifié en date du 28 octobre 2011 afin de préciser les modalités spécifiques à appliquer en cas de démarrage d'un nouveau contrat du même type en cours de semestre de livraison ARENH, les fournisseurs ne pouvant anticiper un tel démarrage lors de leur demande d'ARENH.

La CRE a rendu le 28 avril 2011 un avis défavorable au projet de décret qui lui était soumis, au motif que les modalités qu'il prévoyait pour le calcul de la déduction de droit ARENH étaient inapplicables. Le décret adopté a pris en compte les observations de la CRE.

Un complément de prix pour éviter la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros et inciter à la meilleure prévision

Le code de l'énergie prévoit qu'en cas de sur-souscription de volume d'ARENH par rapport à leur droit théorique (calculé *a posteriori* annuellement), les fournisseurs doivent s'acquitter de deux compléments de prix évalués sur la base des prix observés sur les marchés de gros sur la période annuelle correspondant à la sur-souscription.

Le premier vise à neutraliser les gains qui sont réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excédentaire d'ARENH au regard de son portefeuille de clients, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros. Il est reversé à EDF.

Le second vise à inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes. Ceci permet, notamment en cas d'atteinte du plafond de 100 TWh, de ne pas rationner les fournisseurs formulant des pré-

sions réalistes. Il est reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH *au prorata* de leurs volumes d'ARENH constatés.

Le décret du 28 avril 2011 prévoit en conséquence un complément de prix dès lors que le fournisseur a disposé de plus d'ARENH que son droit théorique (complément de prix n° 1, CP1), auquel s'ajoute un second complément de prix (complément de prix n° 2, CP2) dès lors que l'écart excède une marge de tolérance. Cette marge, égale à 10 % de la consommation constatée, permet de ne pas pénaliser un fournisseur qui commettrait, de bonne foi, une erreur de prévision.

La référence de prix de marché à considérer pour le calcul des compléments de prix

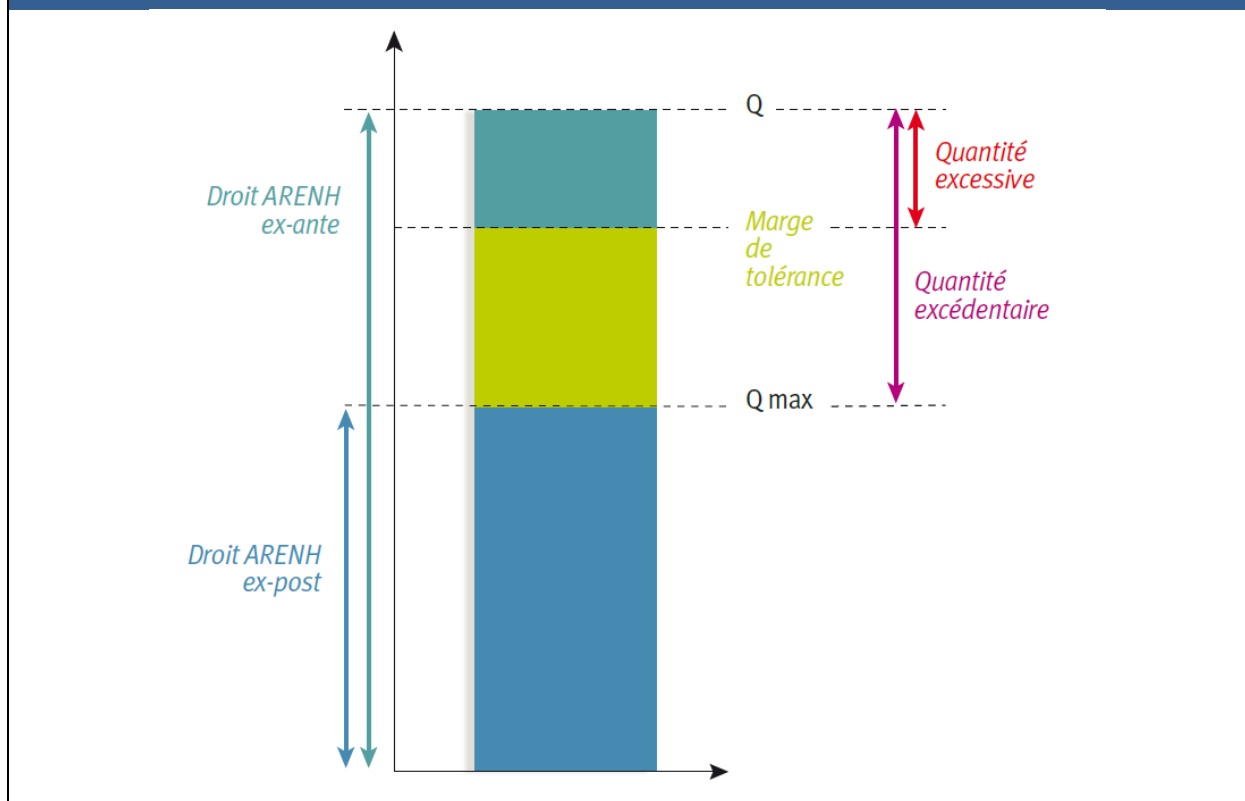
Par décision du 20 mai 2011, la CRE a fixé le prix spot comme référence de prix à retenir pour le calcul du complément de prix n° 1, au motif que les aléas que supportent les fournisseurs pour établir leurs prévisions d'ARENH, dès lors qu'ils se situent dans la marge de tolérance de 10 %, sont très largement imprévisibles.

En contrepartie, la CRE veillera, sur le fondement du retour d'expérience des premières périodes de livraison, au bon dimensionnement de cette marge et proposera au ministre de l'énergie, le cas échéant, un ajustement de cette valeur afin d'assurer que les volumes en écarts par rapport à la bonne prévision correspondent bien à des aléas imprévisibles.

Par décision en date du 15 décembre 2011, la CRE a également fixé le prix spot comme référence de prix de marché à retenir pour le calcul du complément de prix n° 2.

Elle a par ailleurs établi les modalités spécifiques de calcul du complément de prix pour des fournisseurs ne participant au dispositif que sur un seul semestre d'une année civile, en cas de cessation de livraison d'ARENH en cours de période pour difficultés de paiement ou en cas de démarrage en cours de semestre d'un contrat de type Exeltium donnant lieu à déduction de droits ARENH.

Figure 46. Schéma du principe du contrôle ex post



Une marge de tolérance de 20 % adaptée au démarrage du dispositif

En raison du calendrier particulièrement serré de mise en place du dispositif, la période d'analyse laissée aux fournisseurs, entre la date à laquelle tous les textes réglementaires précisant les modalités de mise en œuvre de l'ARENH ont été publiés et la date à laquelle les fournisseurs devaient transmettre leur première demande d'ARENH, s'est trouvée extrêmement réduite. Afin de leur permettre de participer au premier guichet d'ARENH dans de bonnes conditions, la marge de tolérance a été relevée à 20 %, réduisant ainsi leur risque de mauvaise prévision de leur portefeuille.

Un accès indirect à l'ARENH pour les pertes des gestionnaires de réseaux

La nouvelle organisation du marché de l'électricité donne aux gestionnaires de réseaux la possibilité d'accéder indirectement à l'électricité nucléaire historique pour couvrir leurs pertes. L'article L. 336-3 du code de l'énergie encadre la mise en œuvre de ce dispositif en prévoyant que les droits ARENH des fournisseurs sont augmentés de façon pro-

gressive à compter du 1^{er} août 2013 « pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes ». Ces volumes d'ARENH s'ajoutent au plafond de droits fixés par l'article L. 336-2 du code de l'énergie.

Organisation pratique et contractuelle

Le dispositif ARENH est encadré par le mécanisme contractuel détaillé ci-après.

L'article L. 336-5 du code de l'énergie dispose que les fournisseurs doivent, dans un délai d'un mois à compter de leur demande présentée à la CRE, conclure un accord-cadre avec EDF. L'article L. 336-5 précise que cet accord-cadre « garantit les modalités selon lesquelles ce fournisseur peut, à sa demande exercer son droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pendant la période transitoire par la voie de cessions d'une durée d'un an. » Conformément aux dispositions de l'article L. 336-2 du code de l'énergie, les stipulations de l'accord-cadre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris sur proposition de la CRE.

Élaboration de l'arrêté définissant les dispositions de l'accord-cadre

La CRE a élaboré sa proposition d'arrêté après consultation des acteurs. Elle a veillé à garantir un équilibre contractuel préservant les intérêts des parties. L'arrêté a été adopté par le ministre en charge de l'énergie le 28 avril 2011.

Déclaration d'identification

Un fournisseur d'électricité souhaitant bénéficier d'ARENH doit faire une déclaration auprès de la CRE avec copie au ministre chargé de l'énergie. Dans un délai de 30 jours, la CRE lui délivre un récépissé.

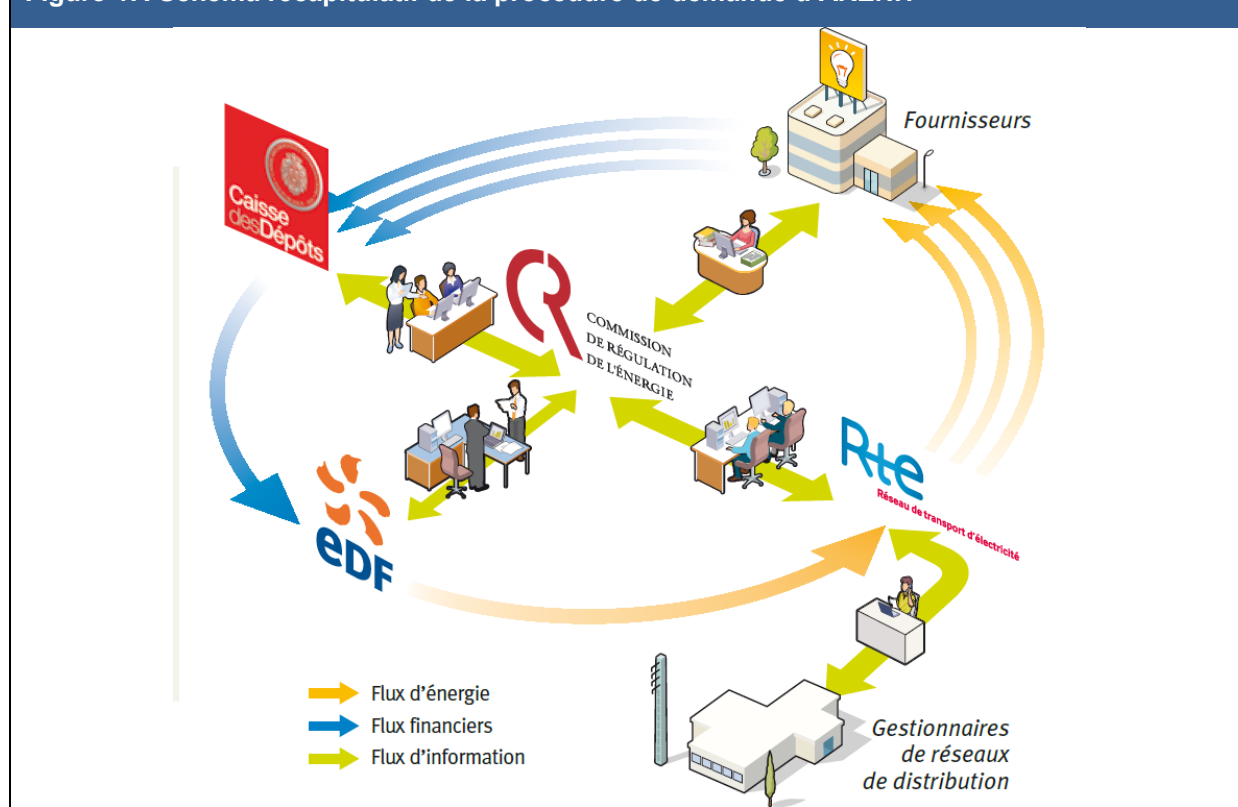
Signature de l'accord-cadre

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2011-466, dans un délai de 15 jours à compter de la demande qui lui est faite par un fournisseur titulaire du récépissé, EDF signe avec celui-ci l'accord-cadre.

Demande d'ARENH

Après signature de l'accord-cadre, le fournisseur transmet à la CRE un dossier de demande d'ARENH, au moins 45 jours avant le début de chaque période de livraison, sur la base duquel la CRE calcule ses droits ARENH.

Figure 47. Schéma récapitulatif de la procédure de demande d'ARENH



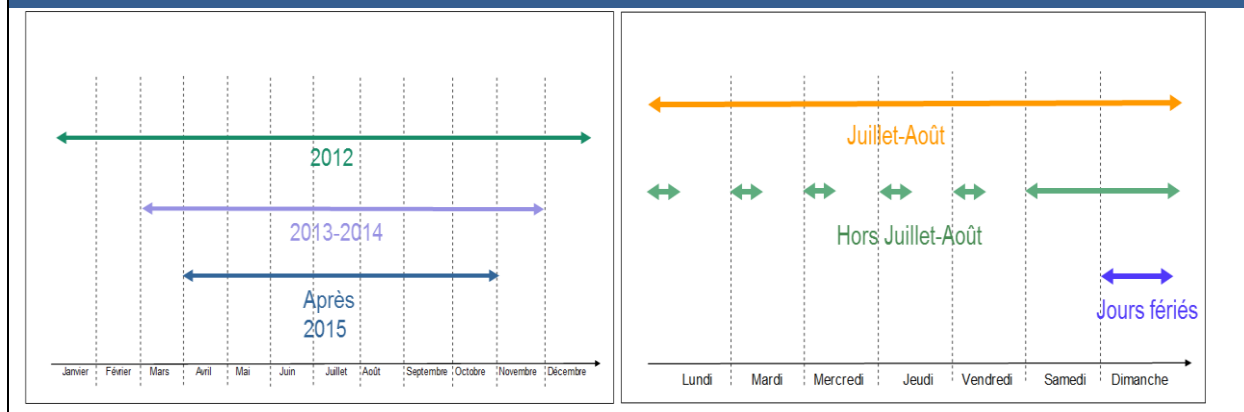
Principes de calcul des droits ARENH

Un client résidant en France métropolitaine consommant de l'électricité procure un droit ARENH à son fournisseur. Ce droit est déterminé par application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011.

Le calcul du droit ARENH est fondé sur la consommation prévisionnelle du client pendant les

« heures creuses ARENH » définies par l'arrêté précité. Ces heures sont représentatives des heures de faible consommation nationale. Le volume d'ARENH correspond au produit d'un coefficient de bouclage défini par arrêté, par la puissance moyenne consommée par ce client pendant ces heures. Les « heures creuses ARENH » évoluent jusqu'en 2015 pour se stabiliser sur la période comprise entre les mois d'avril et octobre inclus.

Figure 48. Répartition des heures creuses ARENH pendant l'année et sur une semaine



Il découle de cette méthode de calcul que, selon sa courbe de charge, le droit ARENH d'un client peut varier de 0 à plus de 100 % de sa consommation²³.

Les tableaux 6 à 8 présentent les droits ARENH correspondant aux différents profils de consommation sur la période 2011-2015 pour les trois couleurs tarifaires²⁴. Les profils représentatifs des tarifs à effacement ont été exclus de l'étude, car ils sont dépendants des jours de baisse de consommation mobiles fixés en cours d'année en fonction de la tension du système, et donc inconnus *ex ante*. Toutefois, au regard des faibles volumes qu'ils représentent, ces profils n'auraient eu qu'un très faible impact sur les résultats présentés (cf. section II, paragraphe 1.2.3).

Les clients résidentiels voient leurs volumes d'ARENH sensiblement diminuer d'ici à 2015, principalement en raison du resserrement des heures creuses ARENH vers les heures creuses de l'été. Cette diminution est particulièrement sensible pour les clients de l'option tarifaire « heures pleines / heures creuses », dont les volumes d'ARENH chutent de 20 % entre 2011 et 2015. Ces clients seront donc de

²³ Un client qui consommerait uniquement pendant les heures creuses ARENH verrait par exemple son droit ARENH excéder sa consommation totale. À l'opposé, un client consommant uniquement en dehors de ces heures obtiendrait un droit nul.

²⁴ Les droits ARENH demeurent constants au-delà de 2015.

plus en plus exposés aux prix de marché et à leur évolution au fur et à mesure des années (36 % de leur consommation en 2015 sera concernée).

Les volumes d'ARENH alloués aux clients professionnels sont en légère diminution sur la même période (de l'ordre de 6 % entre 2011 et 2015).

Les clients bénéficiant du tarif bleu « éclairage public » (profil PRO5) bénéficient d'un volume d'ARENH plus important que leur consommation totale d'électricité sur les années 2012 à 2014. Ces clients consomment en effet de l'électricité principalement la nuit, soit sur une grande partie des heures creuses ARENH.

Les volumes d'ARENH alloués aux clients jaunes profilés, qui représentent la quasi-totalité de la clientèle de ce segment, sont globalement stables sur la période 2011-2015. L'exposition de ces clients aux prix de marché reste donc très modérée.

Les droits d'ARENH alloués aux clients profilés bénéficiant du tarif vert sont en légère augmentation sur la période 2011-2015, atteignant un peu plus de 85 % en 2015. Il s'avère par ailleurs, après analyse, que le profil ENT3 est représentatif au premier ordre de la consommation d'un client télérelevé appartenant à cette catégorie tarifaire. L'exposition des grands clients professionnels aux prix de marché est donc en forte baisse, pour s'établir en moyenne à moins de 15 % de leur consommation totale.

Tableau 6. Droit d'ARENH par profil pour les tarifs bleus

Profil	Option	Volume	Droit ARENH				
			2011	2012	2013	2014	2015
RES 1	Base	38 TWh	83,5 %	83,3 % ↓	84,5 % ↑	81,9 % ↓	79,8 % ↓
RES 2	HP/HC	85 TWh	84,3 %	88,3 % ↑	76,5 % ↓↓	74,1 % ↓	64,1 % ↓↓
RES		130 TWh ²⁵	84,0 %	86,5 % ↑	79,3 % ↓	76,8 % ↓	69,6 % ↓↓
PRO 1	Base	16 TWh	72,7 %	68,1 % ↓	68,5 % ↑	66,3 % ↓	65,8 % ↓
PRO 2	HP/HC	10 TWh	86,3 %	86,3 % ↓	86,6 % ↑	83,9 % ↓	81,6 % ↓
PRO 5	Eclairage	5 TWh	97,0 %	106 % ↑	105 % ↓	102 % ↓	97 % ↓
PRO		35 TWh ²⁵	77,5 %	74,5 % ↓	74,9 % ↑	72,5 % ↓	71,4 % ↓
BLEU		165 TWh ²⁵	82,9 %	84,5 % ↑	78,6 % ↓↓	76,1 % ↓	69,9 % ↓↓

Analyse : CRE

Tableau 7. Droit d'ARENH par profil pour les tarifs jaunes

Profil	Option	Volume	Droit ARENH				
			2011	2012	2013	2014	2015
ENT 1	Base	40 TWh	82,0 %	78,5 % ↓	84,2 % ↑↑	81,5 % ↓	83,6 % ↑

Analyse : CRE

Tableau 8. Droit d'ARENH par profil pour les tarifs verts

Profil	Option	Volume	Droit ARENH				
			2011	2012	2013	2014	2015
ENT 3	A5 Base	17 TWh	82,5 %	79,0 % ↓	85,6 % ↑↑	82,9 % ↓	85,1 % ↑

Analyse : CRE

²⁵ Ces volumes prennent en compte les tarifs à effacement TEMPO et EJP.

La CRE estime, comme elle l'indique dans son avis du 12 mai 2011²⁶, que la méthode retenue pour le calcul des droits ARENH, si elle est bien conforme aux dispositions réglementaires, serait toutefois plus pertinente dès lors que la période de référence retenue pour le calcul :

- tiendrait compte des heures pleines d'été, correspondant également à des heures de faible consommation nationale ;
- continuerait d'inclure, entre 2012 et 2015, les heures creuses d'hiver, afin d'une part de maintenir une incitation à consommer pendant celles-ci, et d'autre part de limiter les incitations à augmenter sa consommation pendant les heures d'une période de référence exclusivement centrée sur l'été.

Par ailleurs, la CRE rappelle que la méthode de calcul des droits devra faire l'objet de modifications pour se conformer aux principes de tarification qu'elle aura établis pour la construction des tarifs réglementés de vente bleus, dont elle aura la responsabilité à compter du 1^{er} janvier 2016 en application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie.

Modalités de calcul des volumes d'ARENH en cas d'atteinte du plafond

Le décret ARENH, dans sa rédaction actuelle, prévoit qu'en cas d'atteinte du plafond de 100 TWh fixé par les textes réglementaires, une répartition au *pro rata* des consommations doit être effectuée pour attribuer les volumes d'ARENH. Il laisse à la CRE la liberté de redéfinir, si elle le souhaite, cette méthode d'allocation.

Le plafond de 100 TWh, supérieur au volume total d'ARENH demandé jusqu'à présent, qui est de l'ordre de 60 TWh, ne semble pas, au regard du rythme de développement actuel de la concurrence, devoir être atteint dans les deux ans à venir. Toutefois, la fin des tarifs réglementés « jaunes et verts » à l'horizon fin

2015 ainsi que d'éventuelles évolutions du contexte (développement de la concurrence, évolution du décompte Exeltium) pourraient conduire à ce que ce plafond soit atteint dans les années à venir.

C'est pourquoi la CRE mène une réflexion quant à la plus juste répartition des volumes à adopter en cas d'atteinte du plafond, dans le respect des objectifs de développement de la concurrence dans la fourniture d'électricité sur les différents segments de clients.

2.2.2 Volumes d'ARENH et statistiques sur le complément de prix

Volume d'ARENH livré du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012

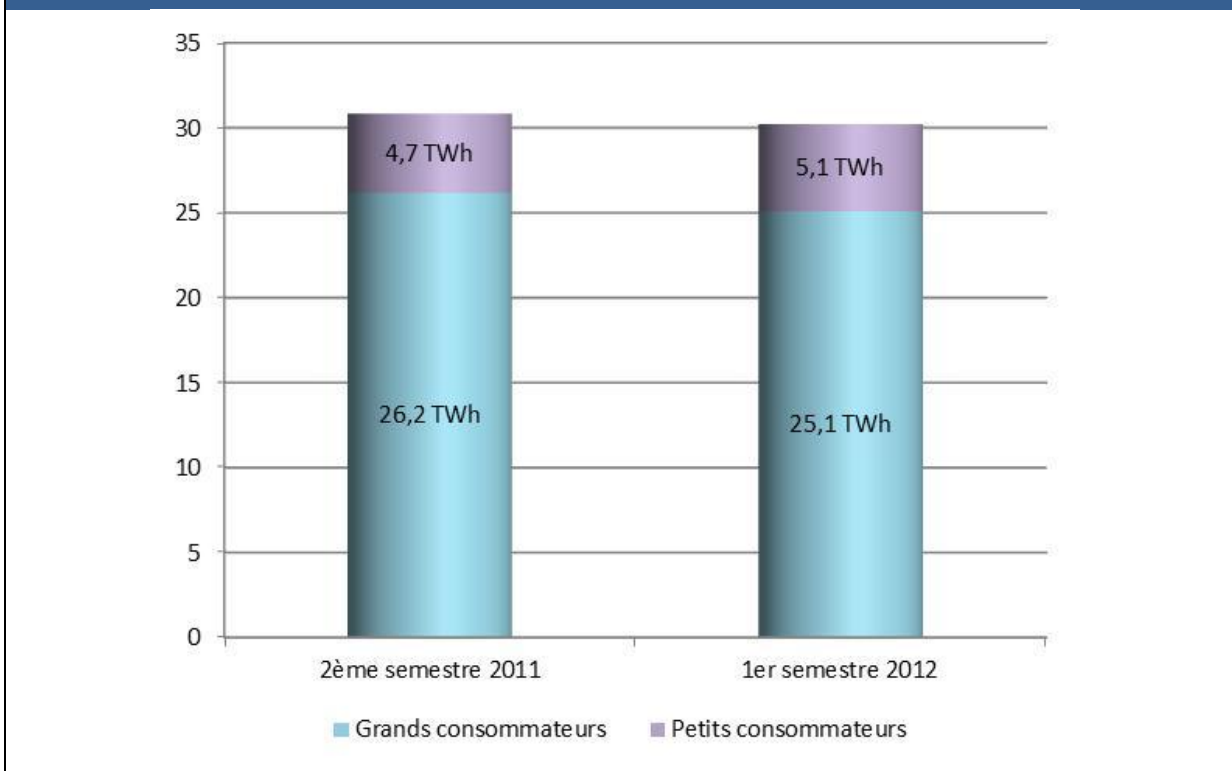
La figure 49 présente le volume d'ARENH livré au second semestre de l'année 2011, conformément aux demandes effectuées au guichet du 1^{er} juillet de la même année. Elle présente également le volume d'ARENH livré au 1^{er} semestre 2012, lequel correspond soit aux demandes d'ARENH effectuées au guichet du 1^{er} juillet 2011 pour les fournisseurs n'ayant pas fait de nouvelle demande au 1^{er} janvier 2012, soit aux demandes d'ARENH effectuées au guichet du 1^{er} janvier 2012 pour les fournisseurs ayant formulé une nouvelle demande à l'occasion de ce guichet.

Statistiques sur le complément de prix pour l'année 2011

Un fournisseur demandeur d'ARENH paye un complément de prix dès lors qu'il a disposé de plus d'ARENH que ne le lui permettait son portefeuille réel de clients.

La CRE est en charge du calcul annuel de ce complément de prix. Elle a délibéré le 28 juin 2012 sur son montant au titre du second semestre 2011, la livraison d'ARENH ayant débuté au 1^{er} juillet 2011.

²⁶ Délibération du 12 mai 2011 portant avis sur les projets d'arrêtés relatifs au calcul des droits et aux profils des produits cédés par Electricité de France dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Figure 49. Volume d'ARENH livré par semestre sur la période 1^{er} juillet 2011 – 30 juin 2012

Source : CRE

Conformément aux dispositions au VI de l'article 10 du décret n° 2011-466 visant à améliorer la transparence du dispositif pour les acteurs de marché, la CRE publie ci-après les statistiques relatives au complément de prix pour l'ensemble des fournisseurs et pour chaque catégorie de consommateurs.

Au titre de l'année 2011, chaque fournisseur ayant participé au dispositif ARENH doit s'acquitter d'un complément de prix n° 1 (CP1, terme de neutralisation). En revanche, aucune demande excessive n'ayant été constatée, le complément de prix n° 2 (CP2, pénalisant les abus) est nul.

Le tableau 9 présente les quantités d'ARENH calculées *ex ante* et *ex post*. Les fournisseurs ont, en moyenne, surestimé leurs droits d'environ 12,3 % avec toutefois une importante dispersion.

La CRE rappelle que le dimensionnement du dispositif ARENH incite les fournisseurs à sur-

souscrire à hauteur de la moitié des volumes autorisés par la marge de tolérance²⁷. Celle-ci ayant été fixée à 20 % pour la première période de livraison, une demande moyenne excédentaire proche de 10 % était dès lors attendue.

²⁷ L'incitation naît du fait que, étant pénalisés par des souscriptions, mais n'étant pas compensés pour des demandes insuffisantes, les fournisseurs cherchent à symétriser le risque d'aléas en demandant un niveau d'ARENH intermédiaire entre les deux bornes de la tolérance, ainsi que la CRE l'explique dans sa délibération du 3 mars 2011 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 fixant les modalités d'ARENH.

Tableau 9. Comparaison des quantités d'ARENH *ex ante* et *ex post* en MW et TWh

Quantité d'ARENH	<i>Ex ante</i>		<i>Ex post</i>	
	MW	TWh	MW	TWh
Catégorie C1 (grands consommateurs)	5 923,3	26,2	5 300,1	23,4
Catégorie C2 (petits consommateurs)	1 057,6	4,7	915,3	4,0
Total	6 980,9	30,9	6 215,4	27,4

Source : CRE

Tableau 10. Dispersion des « sur-souscriptions »

<i>Part de demande excédentaire après retraitement</i>	<i>Moyenne pondérée des volumes</i>	<i>Écart-type pondéré des volumes</i>
Catégorie C1	11,4 %	6,5 %
Catégorie C2	14,6 %	1,1 %
Total	11,9 %	6,1 %

Source : CRE

Tableau 11. Impact financier du complément de prix par catégorie de consommateurs

	Montant du complément de prix CP1
Grands consommateurs	18 834 490 €
Petits consommateurs	4 860 763 €
Tous consommateurs	23 695 253 €

Source : CRE

Avant d'être pénalisés par un CP2, les fournisseurs disposaient d'une marge de tolérance égale au maximum entre 10 MW et 20 % de leur consommation constatée moyenne. Les fournisseurs disposant d'un portefeuille de faible consommation pouvaient dès lors, tout en n'allant pas au-delà de la tolérance, s'autoriser une importante demande excédentaire en pourcentage²⁸.

Pour s'affranchir de ce biais, les fournisseurs qui avaient fait des demandes pour lesquelles a été constatée une quantité excédentaire inférieure à la limite de 10 MW ont été écartés

des calculs de dispersion présentés au tableau 10. Ces fournisseurs représentent moins de 3 % du volume total de droits *ex post*.

Le montant global des CP1, reversé à EDF au titre de l'année 2011, figure dans le tableau 11. Il s'entend hors application du taux d'intérêt légal en vigueur

2.3 Appels d'offres fournisseurs

Les appels d'offres fournisseurs (AOF) sont des produits de gros proposés par EDF en conformité avec la décision n° 07-D-43 du 10 décembre 2007 du Conseil de la concurrence, prise à l'issue de la procédure lancée par la société Direct Energie à l'encontre de la société EDF.

Ces AOF constituent un mécanisme d'approvisionnement en électricité de base de long

²⁸ Un fournisseur qui aurait fait une demande d'ARENH de 10 MW alors qu'il ne pouvait prétendre qu'à 0,1 MW n'est pas pénalisé par un CP2, alors que sa demande excédentaire atteint 10 000 %.

terme pour les fournisseurs alternatifs. Ils ont été mis en place afin de permettre le développement d'une concurrence effective sur le marché de détail de l'électricité en France, plus précisément sur le marché dit « de masse », à savoir les clients résidentiels et petits professionnels.

L'engagement d'EDF, approuvé par le Conseil de la concurrence, consiste en la mise à dis-

position d'une puissance totale de 1 500 MW, correspondant environ à 10 TWh par an, pour une durée maximale de 15 ans. Les contrats portent sur des quantités de 1 MW. Le volume total de 1 500 MW est proposé en trois appels d'offres de 500 MW chacun.

Sur une première période de 5 ans, les prix de l'énergie sont fixés et progressifs (prix P_1).

Tableau 12. Prix de l'énergie dans le cadre des AOF

	2008	2009	2010	2011	2012
Prix (€/MWh courants)	36,8	39,4	42	44,6	47,2

Sur une seconde période de 10 ans, le prix évolue afin de refléter les coûts de production du parc nucléaire d'EDF. Il se décompose en trois termes :

- un terme reflétant les coûts variables (prix P_2) ;
- un terme reflétant les coûts fixes d'exploitation et de maintenance (prix P_3) ;

- un terme reflétant la charge de capital (prix P_4).

Leur valeur initiale est connue ainsi que les formules de révision de prix. L'évolution prévue des prix est telle que les coûts de développement de l'EPR d'EDF à Flamanville soient couverts.

Tableau 13. Termes reflétant les coûts de production du parc d'EDF

	P_2	P_3	P_4
Valeur initiale au 1^{er} janvier 2008	10 €/MWh	7 500 €/MW/mois	15 417 €/MW/mois

L'acquéreur dispose de la possibilité de choisir, au terme de la première période de cinq ans, s'il poursuit ou non le contrat pour les dix années suivantes.

Les contrats sont attribués par enchères, les enchères portant sur le prix de l'option d'accès à la seconde période du contrat (prix P_0).

Les contrats sont assortis d'une clause de prix complémentaire, qui a pour but de neutraliser l'effet d'opportunité d'une revente du contrat AOF sur le marché de gros en lieu et place d'un développement commercial sur le marché de masse.

La loi NOME a prévu que ces contrats pouvaient être résiliés dans un délai maximal de 3 ans à compter de sa promulgation.

Par ailleurs « *cette résiliation ne peut donner lieu au paiement de quelque indemnité que ce soit. Elle ne peut donner lieu à l'application d'une facture complémentaire pour les quantités d'électricité ayant déjà été facturées. [...] Le prix d'accès au contrat résultant de l'enchère [prix P_0 mentionné ci-dessus] est réglé par le fournisseur d'électricité à Électricité de France au prorata de la durée effective de livraison par rapport à la durée comprise entre la date de première livraison et le 31 décembre 2012.* »

2.4 Moyens de production centralisée

Les économistes²⁹ considèrent qu'un des points clefs pour réussir l'ouverture à la concurrence sur le marché aval de la fourniture d'électricité est d'instaurer une concurrence effective en amont dans la production d'électricité. Dans son rapport du 24 avril 2009, la commission présidée par M. Paul Champ-saur, chargée par le gouvernement de formuler des propositions sur l'organisation du marché électrique, a également mis en exergue ce point, précisant que *« la régulation doit inciter, à terme, les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production et à s'orienter vers le modèle intégré, tout en n'excluant pas le développement de commercialisateurs purs qui pourraient utiliser des solutions originales susceptibles d'animer rapidement la concurrence. Une concurrence sur la fourniture d'électricité qui dépendrait durablement et exclusivement d'un approvisionnement auprès d'EDF ne doit pas être considérée comme une solution soutenable : la commission ne recommande pas un tel modèle »*.

Le présent paragraphe s'attache à dresser un état des lieux du développement de la concurrence sur le marché de la production d'électricité en France, en essayant de mettre en évidence les principaux freins à l'ouverture de ce marché à de nouveaux entrants.

2.4.1 État des lieux du parc

Le tableau 14 représente la puissance installée par filière du parc de production et les volumes d'électricité produits.

L'examen des données par exploitant permet de donner un aperçu du développement de la concurrence dans les moyens de production centralisée.

Les chiffres présentés ci-après ont été établis à partir du parc de référence publié par RTE³⁰. Les moyens de production présentés sont ceux d'une puissance supérieure à 20 MW raccordés au réseau de transport et dont les données de comptage horaire sont accessibles. Ce parc de référence regroupe plus de 90 % des moyens de production français.

Sept producteurs sont présents dans ce parc : EDF, E.ON, POWEO PRODUCTION, GDF Suez et ses deux filiales CNR et SHEM ainsi que ALPIQ (projet 3CB). On observe que la répartition entre filières et entre opérateurs est très hétérogène. Le tableau 15 présente le détail de la décomposition du parc.

²⁹ Par exemple, Joskow dans « Lessons Learned from Electricity Market Liberalization », The Energy Journal, December, p. 9-42, 2008

³⁰ Site internet de RTE : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp

Tableau 14. Moyens de production du parc français au 31 décembre 2011

Filière	Puissance installée (MW)	Part	Production 2011 (GWh)	Part
Nucléaire	63 130	49,8 %	421 118	77,6 %
Thermique à combustible fossile				
<i>dont : Charbon</i>	7 942	6,3 %	13 408	2,5 %
<i>Fioul</i>	10 332	8,1 %	7 643	1,4 %
<i>Gaz</i>	9 539	7,5 %	30 454	5,6 %
Hydraulique	25 394	20,0 %	50 267	9,3 %
Autres sources d'énergie renouvelables :				
<i>Thermique à combustible renouvelable</i>	1 282	1,0 %	5 570	1,0 %
<i>Photovoltaïque</i>	2 503	2,0 %	2 415	0,4 %
<i>Éolien</i>	6 692	5,3 %	12 075	2,2 %
Total France	126 814	100 %	542 950	100 %

Source : RTE, statistiques de l'énergie 2011

Tableau 15. Répartition des moyens de production raccordés au réseau de transport par filière et exploitant

Puissance installée en MW	ALPIQ	CNR	E.ON	EDF	GDF Suez ³¹	POWEO	SHEM	Total filière
Charbon			2 295	4 575				6 870
Fioul et pointe				6 945				6 945
Gaz	440		826	1 357	2 085	412		5 120
Hydraulique fil de l'eau et éclusée		2 579		7 162			245	9 986
Hydraulique lac		420		13 519			405	14 344
Nucléaire				63 130				63 130
Total	440	2 999	3 121	96 688	2 085	412	650	106 394

Source : RTE

³¹ Hors SHEM et CNR

Plus de 90 % des moyens de production visés ici sont exploités par EDF. GDF Suez arrive en deuxième position grâce, notamment, à ses filiales, avec plus de 5 % du parc. E.ON exploite 3 % de ces moyens et ALPIQ et POWEO en exploitent chacun autour de 0,5 %.

Il ne sera pas procédé ici à une étude détaillée de chacune des filières. Toutefois, deux d'entre elles jouent actuellement un rôle particulier dans le développement de la concurrence dans la production d'électricité : les ouvrages hydroélectriques et les centrales gaz, plus particulièrement les cycles combinés gaz (CCG).

Les ouvrages hydroélectriques sont des moyens possédant des caractéristiques spécifiques et soumis au régime des concessions, plusieurs d'entre elles arrivant à échéance dans les cinq prochaines années.

Les CCG ont été longtemps considérées comme des moyens permettant d'introduire de la concurrence dans la production car elles représentent des moyens de semi-base nécessitant des investissements raisonnables et bénéficiant de caractéristiques intéressantes pour le système électrique (flexibilité, faibles émissions de CO₂).

2.4.2 Centrales hydroélectriques : vers un renouvellement des concessions

Contexte général

Les centrales hydroélectriques utilisent la pression de l'eau pour produire de l'électricité. Avec une puissance installée totale de 25 400 MW en 2011 et environ 9,3 % de l'électricité produite en France, l'hydraulique est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire. Elle représente à elle seule plus de 70 % de la production d'électricité d'origine renouvelable.

Comme on peut le voir dans le tableau 15, trois opérateurs se partagent la majorité des installations : EDF, la Société Hydro Électrique du Midi et la Compagnie Nationale du Rhône (« SHEM » et « CNR », toutes deux filiales du groupe GDF Suez). Les autres opérateurs

exploitent toutefois plus de 600 MW de centrales hydroélectriques.

Le terme « centrale hydroélectrique » recouvre différentes technologies de production.

- Les centrales au fil de l'eau, ne disposant pas de capacité pour retenir l'eau, turbinent en continu le débit du cours d'eau. Ces centrales produisent en moyenne 35 TWh par an³². Elles peuvent être assimilées à des moyens de production de base.
- Les centrales de lacs ou fonctionnant par éclusées permettent de moduler la production électrique en retenant l'eau dans leur réservoir, créé notamment par des barrages, et en turbinant en période de pointe de consommation. Ces centrales produisent en moyenne 30 TWh par an. Elles peuvent être assimilées à des moyens de production de pointe.
- Les centrales de pompage-turbinage (ou stations de transfert d'énergie par pompage, « STEP ») utilisent un réservoir amont et un réservoir aval entre lesquels l'eau est pompée vers l'amont en période de basse consommation quand l'électricité est peu chère et turbinée vers l'aval en période de pointe de consommation. Ces centrales au rendement global de l'ordre de 75 % produisent environ 5 TWh par an. Elles peuvent être assimilées à des moyens de production de pointe et constituent un moyen efficace de stocker indirectement de l'électricité.

La France exploite la quasi-totalité du potentiel hydroélectrique présent sur son territoire, mobilisable dans des conditions technicoéconomiques acceptables, et dans le respect des milieux aquatiques. La programmation pluriannuelle des investissements électriques de 2009 a fixé un objectif de 3 TWh d'électricité d'origine hydraulique supplémentaire à l'horizon 2020.

³² Source : Fiche "hydroélectricité" du site internet de la DGEC

Environnement économique

Selon leur puissance installée, les centrales de production hydroélectriques ne sont pas soumises aux mêmes conditions économiques.

Les installations de puissance installée inférieure ou égale à 4,5 MW appartiennent à des particuliers ou des entreprises, mais leur exploitation nécessite une autorisation de l'État. En revanche, les installations plus grandes (de puissance supérieure à 4,5 MW) appartiennent à l'État et sont soumises au régime de la concession.

Les installations de petite taille (de puissance installée inférieure à 12 MW) représentent ce qui est communément appelé la petite, ou micro, hydroélectricité. Leur nombre est en

constante augmentation sur les dernières années, leur développement étant encouragé par le dispositif d'obligation d'achat, défini par l'article L. 314-1 du code de l'énergie. Cette obligation d'achat pèse sur les fournisseurs historiques et est compensée par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). D'autres offres tarifaires apparaissent également. Elles émanent d'agrégateurs indépendants comme HEX, Hydronext, Novawatt, et certains producteurs et distributeurs d'électricité. Elles s'adressent aux producteurs de petites installations hydroélectriques qui choisiraient de sortir de l'obligation d'achat. La situation de ces petites installations ne sera pas approfondie.

Le tableau 16 ci-dessous dresse un bilan du parc de centrales hydroélectriques en France.

Tableau 16. Répartition des centrales hydroélectriques entre les différents opérateurs

Centrales hydroélectriques		EDF	GDF Suez	Autres	Total
Sous autorisation	<i>Nombre</i>	78	0	1 500	1 578
(de 0 à 4,5MW)	<i>Puissance (GW)</i>	0,12	0	1,5	1,62
Sous concession	<i>Nombre</i>	322	47	30	399
(>4,5MW)	<i>Puissance (GW)</i>	20	3,7	0,1	23,8

Source : DGEC

Près de 95 % de la puissance installée des unités de production hydroélectrique françaises relève du régime des concessions, lesquelles arrivent progressivement à échéance.

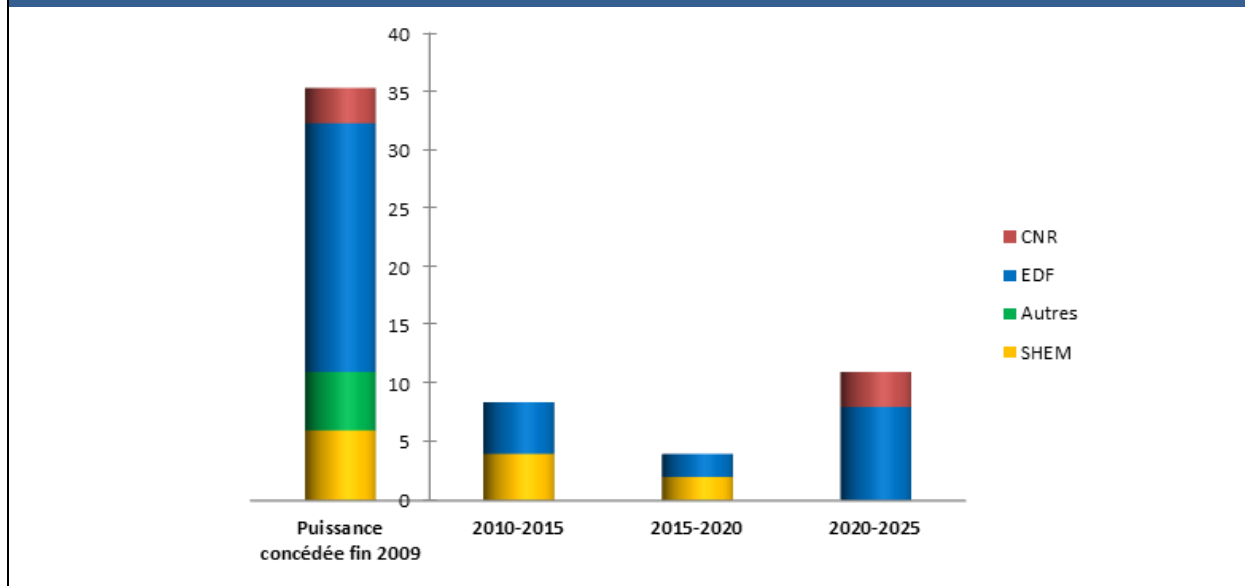
Renouvellement des concessions

Le ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer a rappelé, lors de la conférence de presse du 22 avril 2010, que les concessions hydroélectriques sont, pour la plupart, soumises à un cahier des charges rédigé selon un modèle qui a été approuvé en 1920. Aux termes de ce cahier des charges, le concessionnaire construit l'ouvrage et l'exploite pendant une durée maximale de 75 ans. Dans le cadre d'un renouvellement de concession, cette durée est généralement inférieure, de l'ordre de 30 à 40 ans.

Le cahier des charges confie de larges prérogatives au concessionnaire. Le concessionnaire procède aux différents aménagements, mais il agit pour le compte de l'État et l'ensemble des ouvrages et des dépendances nécessaires à leur exploitation sont propriétés de l'État. Le concessionnaire a l'obligation de les entretenir afin de les remettre en bon état à la fin de la concession. De plus, le concessionnaire est responsable, pendant toute la durée de la concession, du respect des dispositions garantissant la sécurité et la protection de l'environnement.

À cette occasion, le ministre a précisé le calendrier des remises en concurrence et annoncé la mise en concurrence de dix nouvelles concessions hydroélectriques pour une puissance totale de 5 300 MW, correspondant au regroupement par vallée hydraulique de plus d'une trentaine d'anciennes concessions.

Figure 50. Calendrier de remise en concurrence des concessions hydroélectriques (puissances en GW)



Source : conférence de presse du ministre de l'énergie du 22 avril 2010

Après réception des dossiers de candidature, l'État choisira pour chaque renouvellement de concession le candidat qui aura fait la meilleure offre selon trois critères :

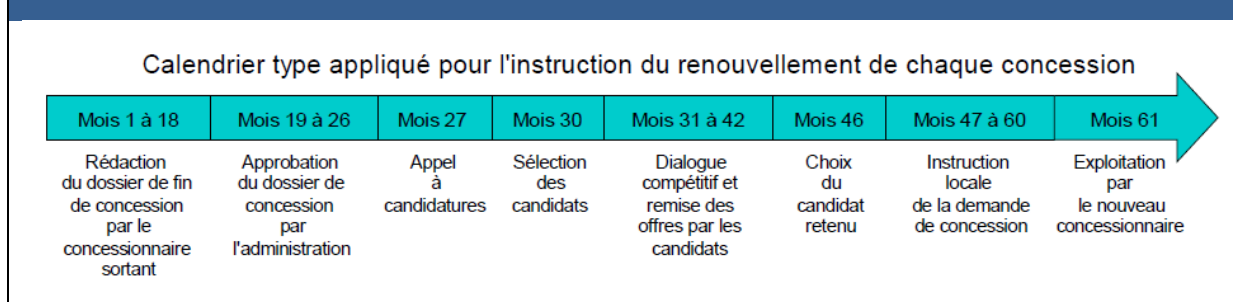
- la valorisation énergétique de la force hydraulique : la mise en concurrence incitera les candidats à proposer des investissements importants de modernisation des installations existantes, et de nouveaux équipements pour accroître la production de cette énergie renouvelable ;
- la prise en compte des contraintes environnementales : les candidats devront proposer une meilleure protection des écosystèmes tout en respectant les usages de l'eau autres qu'énergétiques (protection des milieux aquatiques, soutien d'étiage, irrigation, activités touristiques et sportives etc.) ;
- le montant de la redevance payée par le concessionnaire : les candidats devront

proposer un taux pour la redevance proportionnelle au chiffre d'affaires de la concession dont le bénéfice reviendra à l'État et aux collectivités locales.

L'objectif du renouvellement des concessions est donc la mise en œuvre concrète des engagements du Grenelle de l'Environnement, en matière de production d'électricité renouvelable ainsi qu'en matière d'amélioration de la protection de l'environnement. L'attribution par appel d'offres permettra, à partir des trois critères ci-dessus, de faire émerger et de choisir, vallée par vallée, les meilleurs projets en matière de développement durable, tout en garantissant une juste valorisation du patrimoine public. Des concertations avec les parties prenantes locales concernées par les différents usages de l'eau seront conduites préalablement aux appels à candidature afin d'identifier les enjeux des renouvellements.

Cette procédure de renouvellement devrait en principe durer cinq ans.

Figure 51. Calendrier de l’instruction du renouvellement par concession



Source : conférence de presse du ministre de l'énergie du 22 avril 2010

Au regard des puissances concernées, le renouvellement des concessions hydroélectriques revêt une importance majeure pour le développement de la concurrence dans la production en France. Les centrales hydroélectriques sont particulièrement intéressantes pour les fournisseurs, en cela qu'elles sont pour certaines des moyens de production de base, pour d'autres des moyens disposant d'une grande flexibilité.

Soulignant les préoccupations concurrentielles existant dans le secteur de la production électrique et le rôle des moyens de production hydroélectrique dans ce domaine, l'Autorité de la concurrence indiquait dans son avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 que : « Pour permettre à ces opérateurs [intégrés] de se développer et de concurrencer EDF, l'accès à des moyens de production en propre d'électricité de base est souhaitable, en complément du dispositif ARENH. Le renouvellement de plusieurs concessions de centrales hydro-électriques d'ici 2015 constitue, à ce titre, une opportunité : l'Autorité préconise d'introduire un critère relatif au développement de la concurrence dans les cahiers des charges du renouvellement de ces concessions et d'affecter à ce critère une pondération élevée ».

2.4.3 Centrales à cycle combiné au gaz

Contexte général

Dans un mix électrique majoritairement nucléaire et hydraulique, l'importance du parc

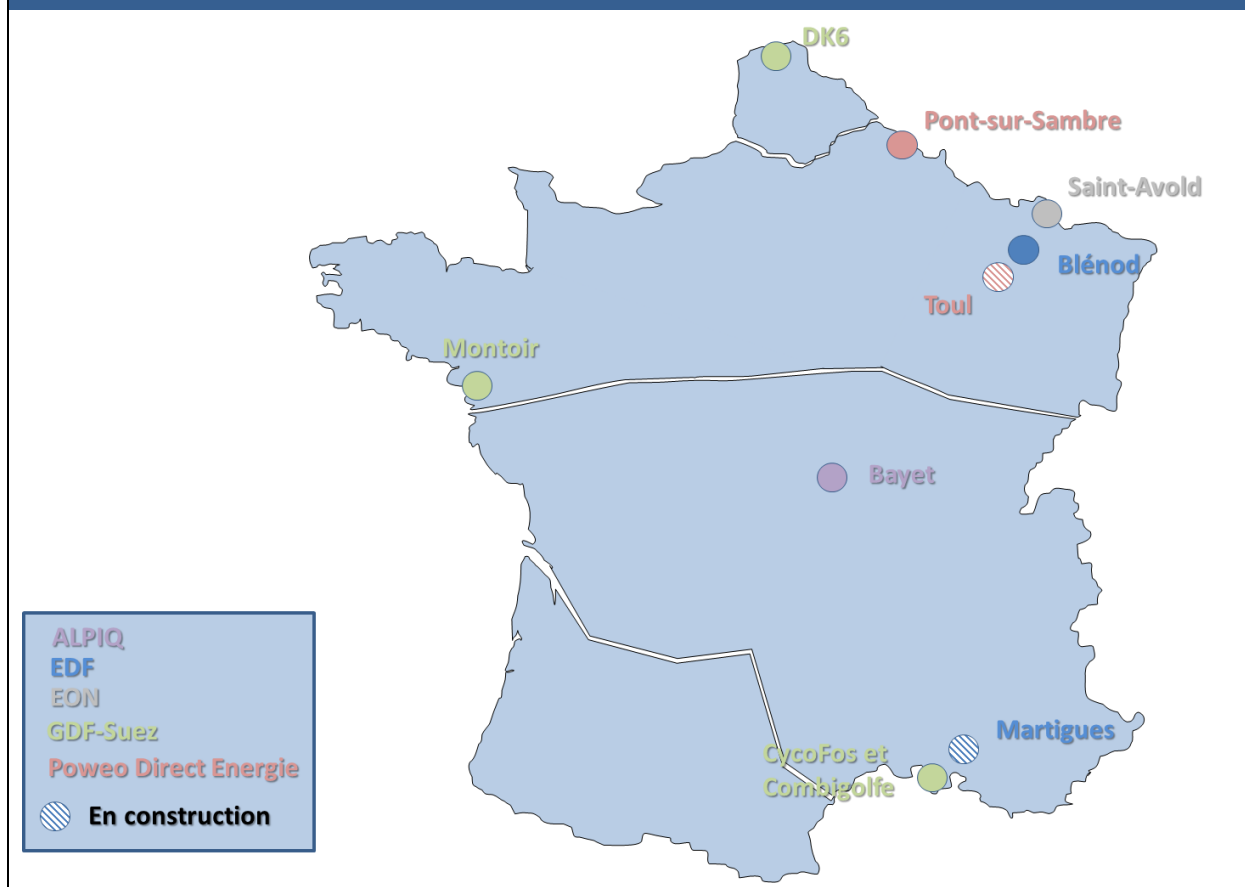
thermique à flamme reste indéniable, notamment grâce à la diversification des moyens de production qu'il apporte et à sa flexibilité. Comme le précise la programmation pluriannuelle des investissements 2009-2020 (PPI), il constitue, grâce à cette flexibilité, un outil essentiel pour ajuster l'offre à la demande : « Il a été souligné au cours des travaux de la PPI qu'un parc thermique classique minimal est indispensable pour le bon fonctionnement du parc de production français : il apporte de la flexibilité et de la puissance garantie au parc de production ».

Le parc thermique à flamme est composé de plusieurs filières : les turbines à combustion (TAC), les groupes fonctionnant au gaz, au charbon ou au fioul et les centrales à cycle combiné au gaz (CCG).

Une centrale à cycle combiné au gaz est composée d'une TAC et d'une turbine à vapeur, chacune équipée de son propre alternateur. Elle se différencie donc d'une simple TAC par l'utilisation des vapeurs chaudes produites par la centrale pour produire de l'électricité supplémentaire.

Fin 2011, huit CCG étaient en fonctionnement en France. Elles sont exploitées par cinq opérateurs (ALPIQ, EDF, EON, GDF Suez et POWEO) et l'opérateur en exploitant le plus est GDF Suez. La figure 52 situe ces centrales et leurs opérateurs.

Figure 52. Centrales CCG en activité et en construction en France



Caractéristiques des CCG

Les CCG sont des moyens de catégorie semi-base fonctionnant entre 2000h et 6000h par an, qui possèdent plusieurs caractéristiques intéressantes pour le système électrique.

Comme les autres moyens de production thermique à flamme, et bien que conçues pour un fonctionnement en semi-base, les CCG disposent d'une flexibilité assez élevée. Elles s'adapteront, comme le souligne la PPI 2009-2020, aux besoins du système électrique européen (niveau de la demande, production fatale d'électricité par les énergies renouvelables, coût variable de production incluant la valeur des quotas de CO₂ etc.) Le texte précise ainsi que « *les CCG constitueront un moyen d'ajustement du parc de production et concourront ainsi au bon fonctionnement du système électrique* ».

En matière d'impact environnemental, il s'avère que les CCG émettent moins de CO₂ que les centrales classiques à charbon ou au

gaz. En effet, comme l'indique la synthèse publique des coûts de référence 2008 de la DGEC, pour chaque MWh produit, un cycle combiné à gaz émet de l'ordre de 365 kg de CO₂, à comparer aux 800 kg de CO₂ pour une nouvelle centrale à charbon, certaines installations du parc actuel pouvant émettre jusqu'à 1000 kg. On ne prend pas en compte ici d'éventuels dispositifs de capture du CO₂, leur exploitation industrielle n'étant pas encore d'actualité en France.

Par ailleurs, face au déclasserment progressif d'un nombre conséquent de centrales au charbon ne respectant plus les normes environnementales fixées par la commission européenne, les CCG représentent une alternative pour remplacer ces installations nécessaires à l'équilibre offre-demande du système élec-

trique en limitant les émissions de CO₂³³. De la même façon, les CCG pourront constituer une solution lors du déclassement éventuel de tranches nucléaires, d'autant qu'elles présentent l'avantage d'être moins capitalistiques et nécessitent un temps de construction plus court.

Notons toutefois que, dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2012, RTE soulève un point de vigilance concernant les groupes alimentés au gaz naturel : la disponibilité de combustible pendant les pointes de consommation d'électricité. Les pointes de consommation de gaz coïncident en effet avec ces pointes de consommation électrique (le gaz étant lui aussi utilisé à l'usage du chauffage). Le réseau de transport de gaz doit donc être dimensionné pour supporter ces consommations très fluctuantes, y compris en période de forte charge.

La dernière PPI concernant le développement de la filière précise : « *Au-delà des besoins pour l'équilibre offre-demande, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront un moyen d'ajustement du parc de production, notamment au regard de l'évolution des parcs fioul et charbon, et, suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs ce qui contribuera à la sécurité d'approvisionnement électrique* ».

Rencontre des exploitants de CCG en 2012

Plusieurs acteurs du secteur ont alerté la CRE sur les difficultés financières rencontrées par les exploitants des centrales CCG en France, et plus largement en Europe, ainsi que l'illustre notamment le journal économique *Les Echos* dans son article du 25 avril 2012 : « *Menace de fermeture sur les centrales électriques au gaz en Europe* ».

³³ Selon la PPI et le bilan prévisionnel 2012 de RTE, 3,6 GW de centrales au charbon devraient disparaître d'ici fin 2015.

Dans ce contexte, la CRE a souhaité rencontrer les exploitants de CCG en France pour évoquer les problèmes du secteur.

Le constat des différents exploitants est assez homogène quant aux diverses évolutions de l'environnement entourant les projets de CCG et à l'impact qu'elles ont pu avoir sur leur rentabilité. L'environnement au moment de la décision d'investissement et le cadre actuel sont considérablement différents, pour plusieurs raisons :

- La baisse des prix du charbon³⁴ ;
- La baisse de la demande d'électricité, du fait de la crise économique ;
- La diminution du *clean spark spread*³⁵ qui résulte de la combinaison d'une hausse du prix du GNL consécutive à une hausse de la demande asiatique, et notamment japonaise post-Fukushima, d'une diminution du prix de l'électricité et d'une prise en compte jugée insuffisante du CO₂ dans les prix de marché ;
- La hausse de la production fatale injectée sur le réseau, notamment du fait du développement de la production d'origine renouvelable sous obligation d'achat, en France et en Allemagne, diminuant la durée d'utilisation de l'ensemble des moyens ;
- La rémunération des services systèmes, considérée comme insuffisante par les producteurs ;
- Un contexte règlementaire instable.

D'après les exploitants, les recettes générées par les CCG n'ont jamais pu, sur les cinq dernières années, participer à la couverture de leurs coûts d'investissement. Un tel contexte

³⁴ Voir aussi le rapport sur le fonctionnement des marchés de gros : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques>

³⁵ Le « *clean spark spread* » représente le profit à court terme théorique réalisé par les détenteurs d'une centrale au gaz. Il correspond à la différence entre les prix de l'électricité et les prix du gaz incluant le coût du CO₂.

pourrait dès lors, en sus de décourager les nouveaux investisseurs dans ces moyens, pousser à la mise sous cocon de centrales existantes et à l'abandon de projets dont la procédure est déjà bien avancée.

Avenir des CCG

Le constat généralisé de l'ensemble des opérateurs est qu'aujourd'hui, l'exploitation d'une CCG ne peut être rentable en France. La survie de ces moyens de production, si elle est recherchée par les pouvoirs publics, nécessite des évolutions à court ou moyen terme des règles qui régissent l'environnement économique et réglementaire.

À moyen terme, on peut souligner, d'une part, que la mise en place d'une obligation de capacité, comme prévu par l'article L. 335-1 du code de l'énergie, pourrait permettre d'augmenter les revenus de ces centrales. D'autre part, la fermeture programmée de certaines centrales au charbon à l'horizon 2015 (3,6 GW) pourrait laisser plus d'espace économique aux CCG, qui les remplaceront en partie pour assurer l'équilibre offre-demande.

À court terme, en l'absence de mesures particulières, les CCG ne semblent pas disposer d'un espace économique suffisant et sont soumises au risque de mise sous cocon, décision qui pourrait être préjudiciable au système électrique au regard des avantages qu'elles peuvent présenter en matière de flexibilité de leur production et de niveau modéré d'émission de gaz à effet de serre.

2.5 Énergies renouvelables et cogénération bénéficiant d'un dispositif de soutien

Afin de favoriser le développement des énergies renouvelables et de la cogénération, les pouvoirs publics peuvent recourir à deux dispositifs de soutien prévus par la loi :

- Les tarifs d'achat garantis, qui imposent aux opérateurs historiques (EDF et les ELD) d'acheter la production d'électricité à partir de sources renouvelables ou par cogénération à un tarif garanti sur une

longue période, en partie révisable et en général sensiblement supérieur aux prix de marché. Ils sont fixés par arrêté ministériel après avis de la CRE.

- Les appels d'offres lancés par l'État permettent de fixer *ex ante* la quantité d'énergie renouvelable bénéficiant du soutien public. Sous cette contrainte, les projets sont sélectionnés sur la base de plusieurs critères, notamment le prix d'achat proposé par les candidats. Les fournisseurs historiques sont obligés d'acheter l'électricité produite par les projets retenus dans le cadre des appels d'offres au prix proposé par le candidat dans son offre.
- La CRE organise ces appels d'offres, rédige le projet de cahier des charges, analyse les offres reçues, soumet au gouvernement un classement des offres et donne son avis – publié au *Journal officiel de la République française* – sur le choix des candidats envisagés par les pouvoirs publics. Cette procédure est encadrée par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité.

Dans la suite du présent rapport, le terme « obligation d'achat » sera utilisé pour qualifier l'obligation qu'ont les opérateurs historiques d'acheter l'électricité produite sous tarif d'achat garanti ou par une installation retenue à l'issue d'un appel d'offres.

La CRE a établi un scénario de développement de la puissance installée des énergies renouvelables bénéficiant de l'obligation d'achat sur la base d'hypothèses qu'elle estime réalistes. Celles-ci ont été bâties à partir :

- des puissances en file d'attente de raccordement ;
- des dispositifs de soutien en vigueur : résultats des appels d'offres, tarifs d'achat, arrêté sur la rénovation des installations ;
- de la connaissance des mises en service effectives et envisagées des lauréats aux appels d'offres biomasse.

Les puissances fournies dans le tableau 17 correspondent à la part de la puissance instal-

lée pour laquelle l'énergie produite a fait l'objet d'une facturation dans le cadre de l'obligation d'achat au cours de l'année considérée. Certaines installations ne facturant pas leur énergie mensuellement, il y a un décalage entre la

puissance fournie dans le tableau et la puissance réellement installée (ou prévue d'être installée) à fin d'année, ce décalage étant très important sur le photovoltaïque.

Tableau 17. Puissance pour laquelle l'énergie produite fait l'objet d'une facturation dans le cadre de l'obligation d'achat au cours de l'année considérée

	Constatée	Prévisionnelle				
	2011	2013	2014	2015	2016	2017
Éolien terrestre	6 591	7 678	7 699	8 659	9 619	10 558
Photovoltaïque ³⁶	1 785	4 689	5 256	5 756	6 256	6 756
Hydraulique ³⁷	2 127	1 955	1 941	1 948	1 942	1 942
Géothermie	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Biomasse	180	275	819	1 030	1 189	1 348
Biogaz	186	269	311	368	426	482
Incinération d'ordures ménagères	440	462	543	439	426	424
Total	11 311	15 329	16 571	18 201	19 859	21 512

Analyse : CRE

Tableau 18. Coûts moyens³⁸ d'achat par filière en €/MWh courants

	Constatés	Prévisionnels				
	2011	2013	2014	2015	2016	2017
Éolien terrestre	85,8	88,6	89,8	91,1	92,4	93,7
Photovoltaïque	524,2	461,4	425,7	405,9	391,0	377,9
Hydraulique	64,4	70,8	72,8	74,0	75,0	76,0
Géothermie	203,2	213,7	208,5	211,4	214,4	217,4
Biomasse	107,3	129,9	147,2	150,8	153,4	156,0
Biogaz	92,3	114,6	134,6	142,0	147,9	153,1
Incinération d'ordures ménagères	52,6	57,0	55,6	55,0	55,2	55,8

Analyse : CRE

³⁶ Le scénario prévisionnel est établi sur la base d'une hypothèse de 500 MW de puissance installée additionnelle par an à partir de 2015. Le développement de la filière est basé sur les projets en file d'attente de raccordement.

³⁷ Les installations hydrauliques concernées par l'obligation d'achat sont celles d'une puissance installée inférieure à 12 MW

³⁸ Le coût moyen d'achat est calculé comme la moyenne pondérée du coût d'achat des contrats en vigueur sur l'année considérée par les volumes sous obligation d'achat

3. ANALYSE DES PRIX SUR LE MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

3.1 Présentation de l'analyse

L'analyse porte ici tout autant sur les tarifs réglementés de vente que sur les offres de marché.

Pour les tarifs réglementés, elle consiste à :

- vérifier la couverture des coûts supportés par les fournisseurs historiques par les tarifs en vigueur en 2011 et 2012 ;
- présenter une trajectoire d'évolution des tarifs à cinq ans, compte-tenu de l'exigence légale de converger vers des tarifs réglementés construits par empilement des coûts conformément aux dispositions de l'article L. 337-5 du code de l'énergie.

Pour les offres de marché, elle consiste à :

- évaluer le niveau de prix des offres que peuvent proposer les fournisseurs compte tenu de leurs conditions d'approvisionnement ;
- dresser un panorama des évolutions du prix de l'électricité pour les entreprises, depuis la transition du TaRTAM vers l'ARENH jusqu'en 2015.

3.2 Composantes de coûts de la facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité

La facture moyenne des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) se subdivise en quatre composantes principales que sont (i) le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), (ii) la part énergie, (iii) la part commercialisation et (iv) les taxes et contributions. Le TURPE représente le coût de transport et de distribution de l'électricité depuis les sites de production jusqu'au client, la part énergie représente les coûts nécessaires à la production de l'électricité, la part commercialisation reflète les coûts de commercialisation (gestion clientèle, marketing, etc.).

La **facture hors taxes** du client est calculée à partir des barèmes des tarifs réglementés de vente. Un tarif se compose d'un terme fixe annuel variant selon la puissance souscrite et de termes variables, appliqués à la consommation du client.

Le **TURPE** applicable à un client est évalué par application de son barème. Plusieurs versions de TURPE étant généralement applicables à un même client, le TURPE le plus faible est retenu.

Les **coûts de commercialisation** sont évalués pour chaque catégorie de clientèle à partir de ceux d'EDF.

La **part énergie** correspond à la facture hors taxes nette du TURPE et des coûts de commercialisation. On peut la subdiviser en trois sous-éléments :

- Le coût comptable de production de l'électricité nucléaire, reflété par les données comptables d'EDF.
- Le coût évité à EDF par l'obligation d'achat des énergies renouvelables. Ce coût évité est calculé en valorisant les volumes d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables sous obligation d'achat au prix du marché de gros.
- Le coût des autres moyens de production d'électricité (hydraulique, thermique, ainsi que les achats sur les marchés³⁹ et contrats d'achats long terme). La CRE ne disposant pas du détail de ces coûts, leur part est évaluée en déduisant de la part énergie les coûts de la production nucléaire et le coût évité de l'obligation d'achat.

Les **taxes et contributions** sont au nombre de six :

- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), qui est assise sur la part fixe du

³⁹ Le coût évité par les achats de l'électricité produite par cogénération est inclus dans ce sous-élément.

TURPE, 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.

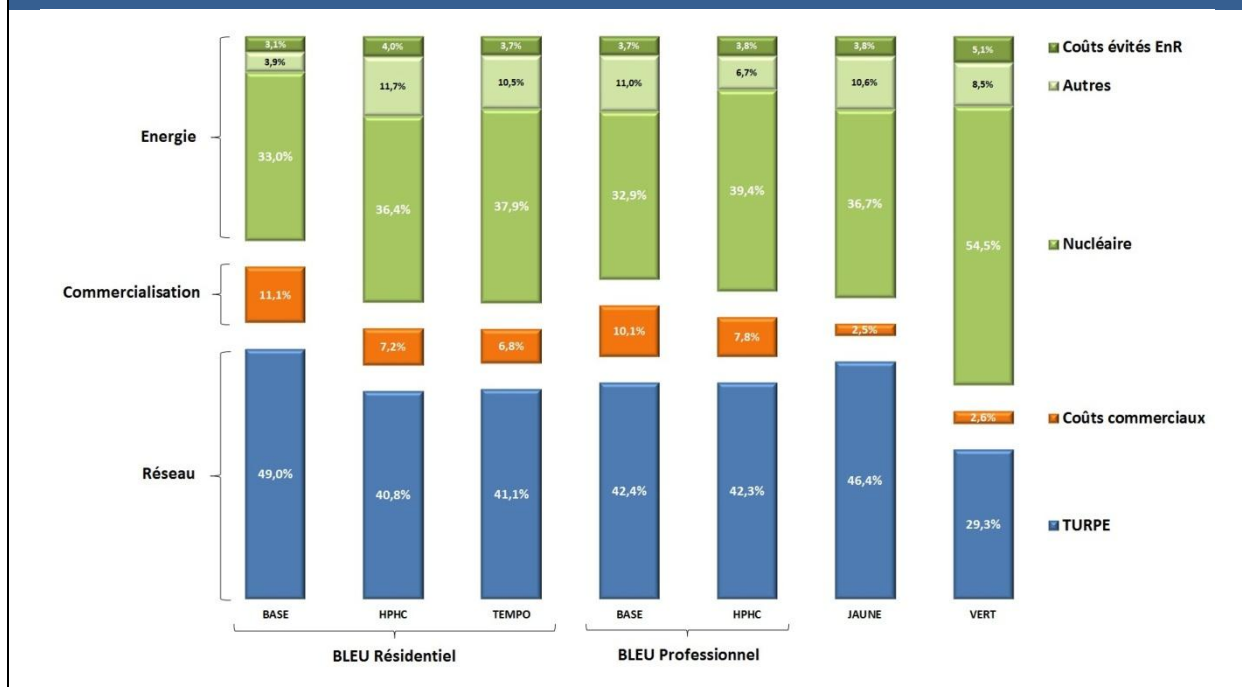
- Les trois taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE), qui sont assises sur la consommation d'électricité. Le niveau retenu pour ces taxes est le niveau maximal fixé par la loi, ce qui correspond au cas le plus couramment appliqué.
- La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), qui permet de financer les charges de service public de l'électricité, à savoir : les surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération (écart entre le tarif d'achat et le prix de marché de gros de l'électricité), la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), les dispositions sociales, en particulier le tarif de première nécessité, et le budget du médiateur national de l'énergie. La CSPE est payée par l'ensemble des consomma-

teurs finals, avec des exonérations et plafonnements pour les gros consommateurs.

- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) est assise sur l'ensemble des éléments de la facture, taxes et contributions incluses. Le taux réduit de 5,5 % s'applique à la part fixe du tarif réglementé de vente hors taxe ainsi qu'à la CTA. Le taux plein de 19,6 % s'applique à tous les autres éléments.

Dans le détail des couleurs et options tarifaires, chaque tarif ne couvre pas nécessairement ses coûts. Toutefois, la répartition des composantes de coûts de la facture aux tarifs réglementés, présentée à la figure 53, n'en tient pas compte, étant établie à partir d'un niveau de tarif théorique qui couvrirait exactement les coûts d'EDF, estimés sur l'année 2012 conformément aux principes ci-dessus. En particulier, les coûts commerciaux utilisés pour construire ce graphique sont ceux qui ont été utilisés pour élaborer l'avis de la CRE du 19 juillet 2012 sur les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ils feront l'objet d'une analyse complémentaire en 2013.

Figure 53. Composantes théoriques d'une facture HT aux tarifs réglementés



Source : EDF – Analyse : CRE

La figure 54, établie sur la base des hypothèses que la figure précédente, compare les composantes des factures réelle et théorique d'un client moyen au tarif bleu en €/MWh.

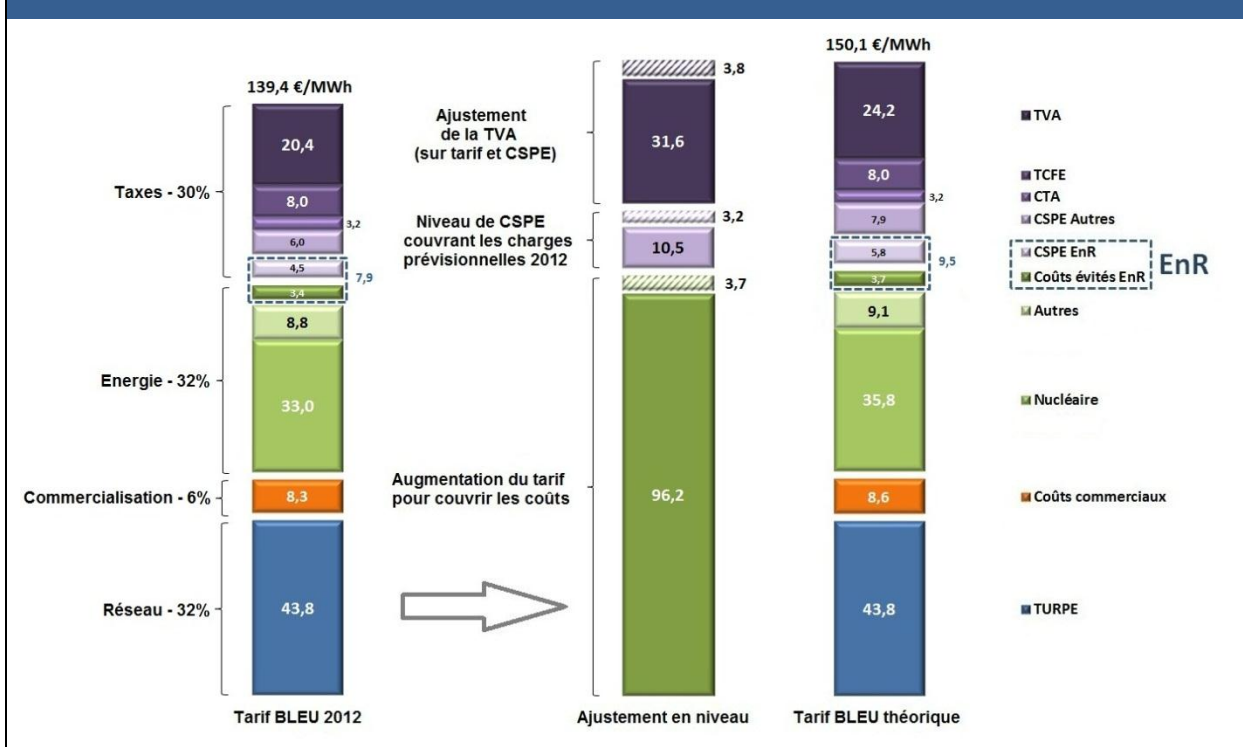
Cette décomposition identifie le niveau de sous-couverture de ce tarif par rapport aux coûts à couvrir, tels qu'ils sont estimés par la

CRE. Elle intègre l'ensemble des taxes, dont la CSPE théorique pour 2012 (13,7 €/MWh).

Elle fait également apparaître la part de la facture correspondant au coût des énergies renouvelables faisant l'objet d'une obligation d'achat, qui correspond à la somme du coût évité par les ENR et de la part de la CSPE liée à ces énergies. Cette dernière est évaluée à partir des charges prévisionnelles liées aux énergies renouvelables au titre de 2012.

Enfin, il est à noter que la composante nucléaire qui apparaît dans la part énergie est calculée à partir des coûts comptables d'EDF et ne saurait être directement reliée au prix de l'ARENH, dont la méthode de calcul utilisée par la CRE pour rendre son avis du 5 mai 2011 (cf. paragraphe 2.2.1 de la présente section) tient compte, notamment, d'une provision liée aux investissements de sûreté rendus nécessaires à la suite des conséquences de l'accident de Fukushima.

Figure 54. Composantes des factures TTC en vigueur et théorique aux tarifs bleus



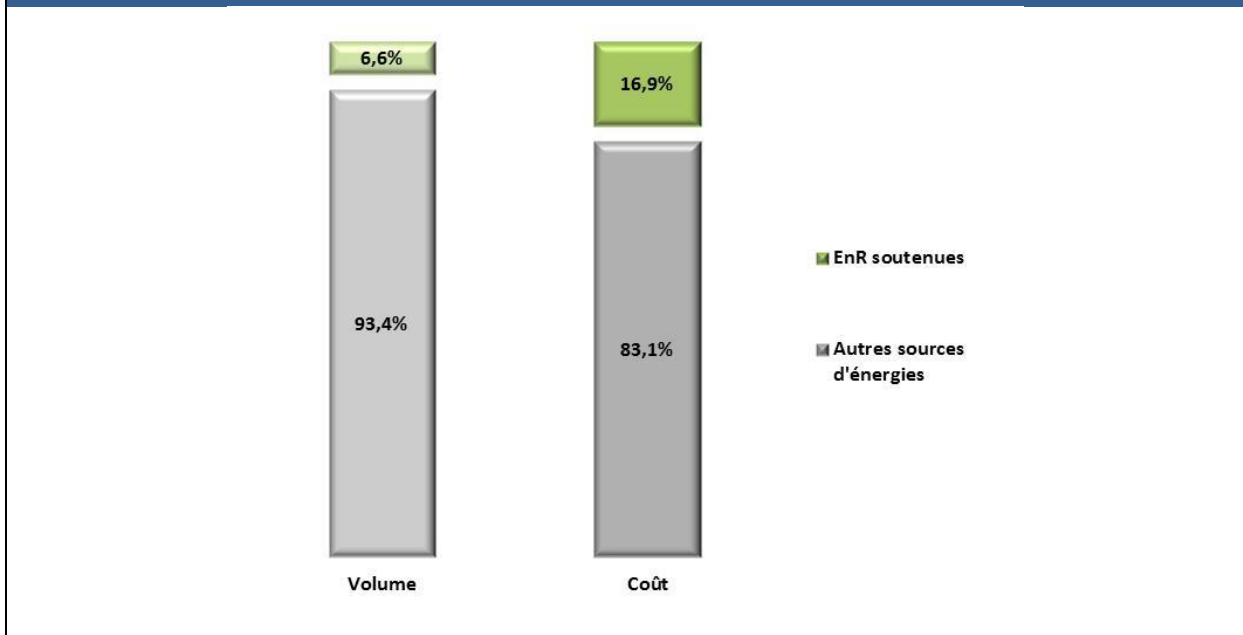
Source : EDF – Analyse : CRE

En 2011, le coût constaté des énergies renouvelables bénéficiant de l'obligation d'achat rapporté à la part énergie totale⁴⁰ de la facture atteignait 12,6 %, alors que le rapport entre le volume de ces énergies et le volume de consommation en France net des pertes s'élevait à 5,2 %. Pour 2012, ces valeurs sont estimées

respectivement à 16,9 % et 6,6 %, comme l'illustre la figure 55.

⁴⁰ La part énergie totale est la somme de la part énergie définie ci-dessus (tarif – TURPE – coûts commerciaux) et de la part de la CSPE finançant les énergies renouvelables et d'autres moyens de production, comme la cogénération.

Figure 55. Poids des énergies renouvelables soutenues dans la part énergie de la facture au tarif bleu comparé à leur poids dans le volume de consommation France en 2012



Source : EDF – Analyse : CRE

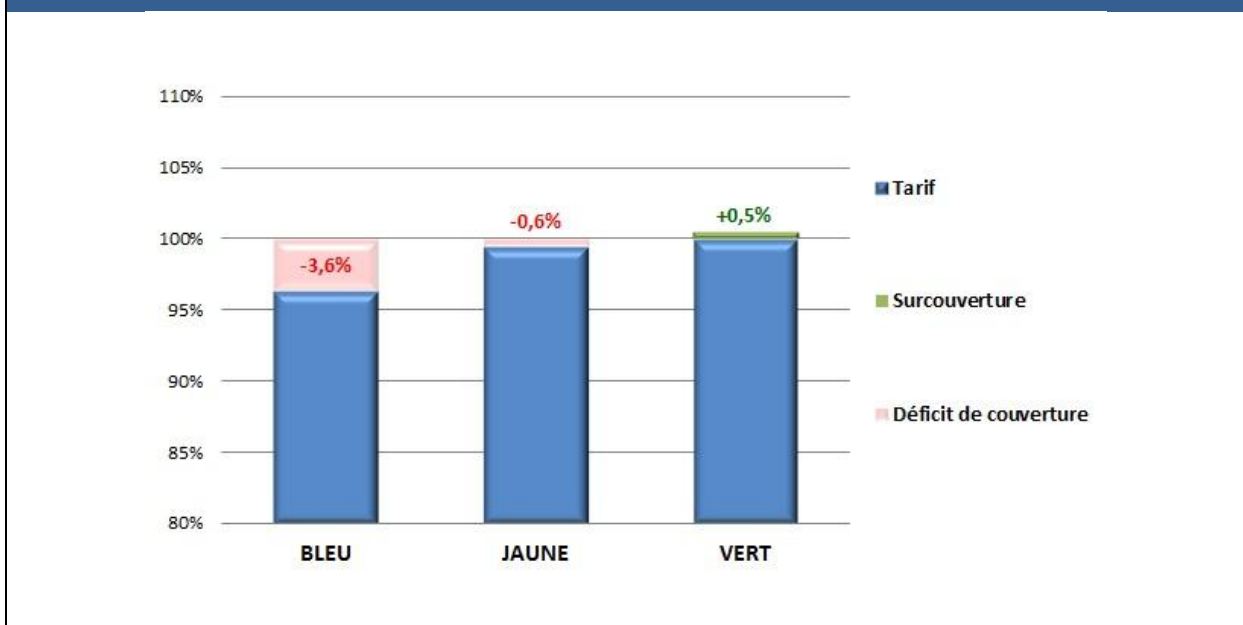
3.3 Couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente d'électricité

tables de fourniture d'EDF par les tarifs réglementés de vente en vigueur. Les coûts considérés sont les coûts prévisionnels de l'année 2012, comme au paragraphe précédent.

3.3.1 Cas d'EDF

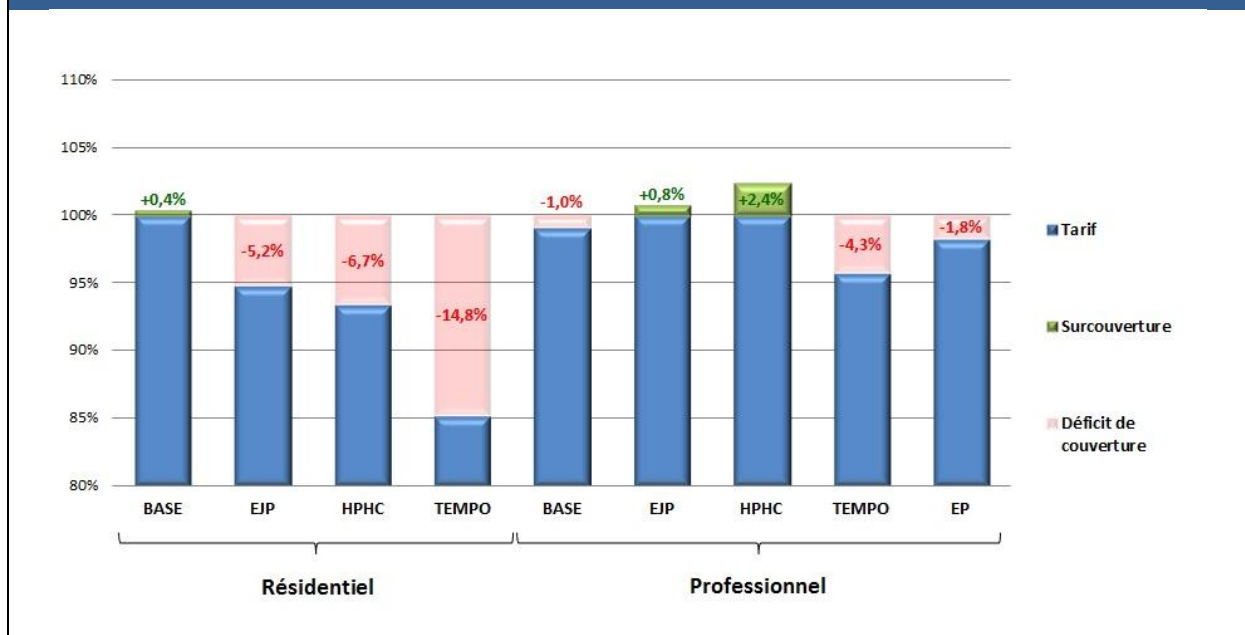
Les graphiques ci-dessous (figures 56, 57 et 58) présentent la couverture des coûts comp-

Figure 56. Couverture des coûts par tarif bleu, jaune et vert au 1^{er} août 2012



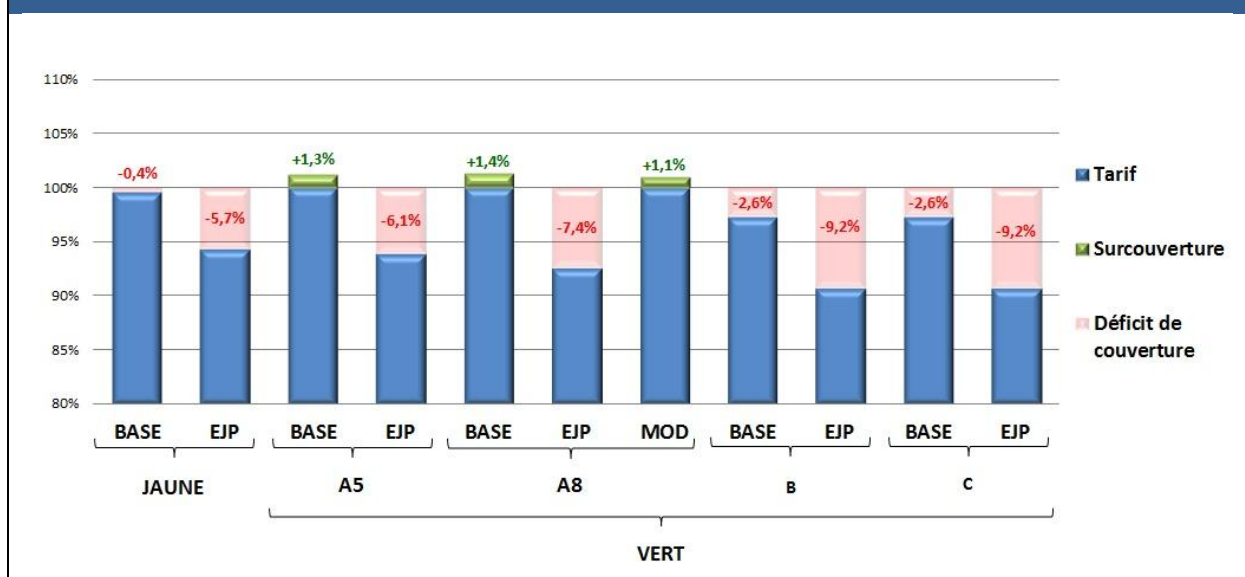
Source : EDF – Analyse : CRE

Figure 57. Couverture des coûts par les tarifs bleus par option, au 1^{er} août 2012



Source : EDF – Analyse : CRE

Figure 58. Couverture des coûts par les tarifs jaunes et verts par option, au 1^{er} août 2012



Source : EDF – Analyse : CRE

Les tarifs bleu et jaune ne couvrent pas leurs coûts, le tarif vert les sur-couvre légèrement.

Les niveaux des tarifs à effacement pour la clientèle résidentielle et professionnelle sont inférieurs aux coûts supportés par EDF. Ces tarifs, intéressants dans le cadre des problématiques de gestion de la pointe électrique, car favorisant les consommations en dehors des heures de pointe, voient ainsi leur efficacité limitée par un niveau trop faible.

Ces deux problématiques requièrent des évolutions tarifaires spécifiques :

- en niveau, différenciées par couleur tarifaire, afin de s'orienter vers la couverture de leurs coûts respectifs ;
- en structure, pour les tarifs à différenciation temporelle, afin de couvrir leurs coûts et d'améliorer leur efficacité en matière de maîtrise de la demande à la pointe.

3.3.2 Cas du tarif de cession des ELD

Le tarif de cession a été évalué par la CRE pour la première fois en 2003.

La marge nette moyenne attribuée aux ELD, sur laquelle la CRE s'est prononcée dans le cadre de ses avis successifs sur l'évolution des tarifs de cession, est calculée comme différence entre le tarif de cession et le niveau de la part énergie des recettes de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Cette part énergie est obtenue en retranchant aux tarifs réglementés de vente le TURPE, les coûts commerciaux et les taxes, sous l'hypothèse de coûts commerciaux égaux à ceux retenus pour EDF.

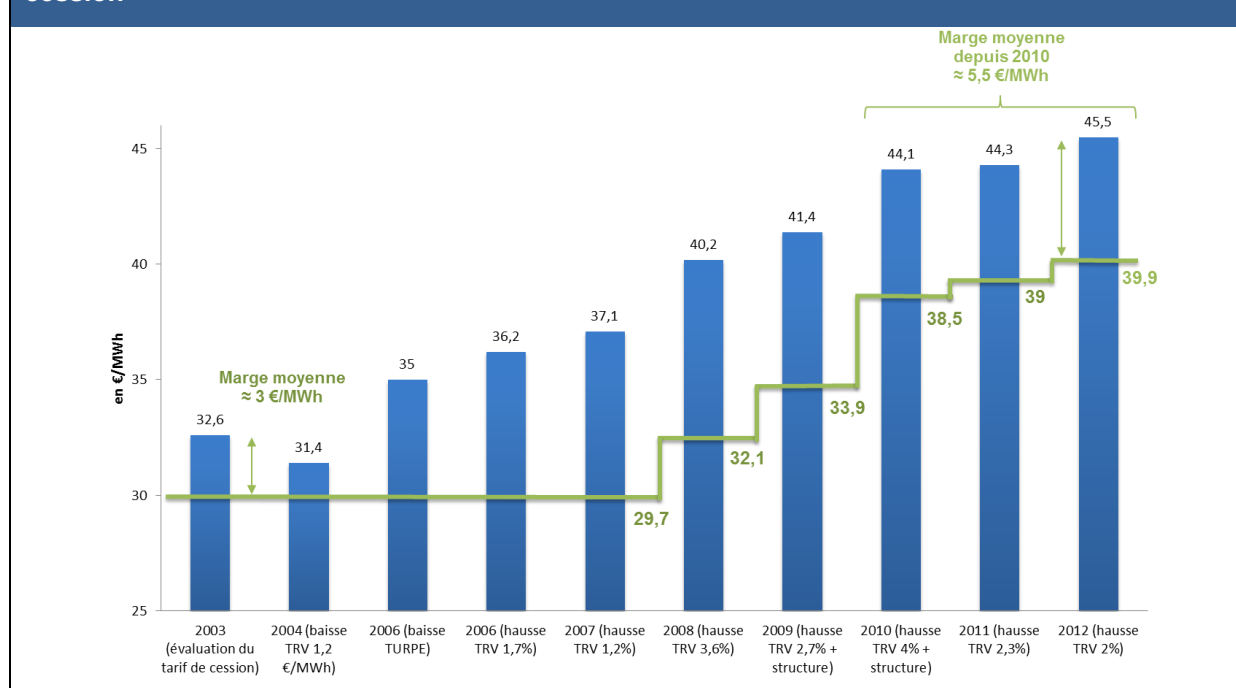
La marge nette d'une ELD de type national – i.e. une ELD théorique qui disposerait de la

même clientèle qu'EDF – s'élevait en 2003 à 3 €/MWh.

Les tarifs de cession sont par la suite restés stables tandis que le niveau des recettes résultant de la vente aux tarifs réglementés, de part des hausses successives en 2006 et 2007, augmentait, accroissant ainsi les marges des ELD jusqu'à atteindre 8,1 €/MWh en 2008.

À partir de 2008, des hausses des tarifs de cession significatives, supérieures à la hausse des tarifs réglementés de vente, ont permis de ramener le niveau de marge nette à 5,5 €/MWh en 2011, niveau maintenu inchangé à l'occasion du mouvement tarifaire de 2012 sur lequel la CRE n'a pas émis d'objection.

Figure 59. Évolution de la marge nette d'une ELD de type national s'approvisionnant au tarif de cession



Source : EDF, Analyse : CRE

3.4 Coûts supportés par les fournisseurs alternatifs dans la structure actuelle du marché de l'électricité

3.4.1 Méthodologie

Conformément à 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 nucléaire historique ».

Comme il a été explicité au paragraphe 2 de cette section, les fournisseurs alternatifs disposent de différents moyens d’approvisionnement et/ou de production d’électricité pour assurer la couverture de leurs besoins en électricité. Vérifier la cohérence entre les offres proposées sur le marché de détail par les fournisseurs et leurs conditions réelles d’approvisionnement en électricité suppose, d’une part, une connaissance fine des échanges et contrats réellement conclus sur le marché amont et des autres paramètres constitutifs d’une offre (coûts commerciaux, etc.), et d’autre part, une connaissance fine des offres de marché proposées et contractualisées par les fournisseurs auprès de leurs clients finals.

Dans le cadre du présent rapport de surveillance, la CRE n’a pas procédé à l’examen intégral des conditions effectives de *sourcing* de chaque fournisseur présent sur le marché de détail de l’électricité. En effet, en raison notamment du faible développement de la concurrence sur le segment de la production, comme exposé plus haut, la CRE a choisi de s’intéresser à un fournisseur alternatif « type », s’approvisionnant par les deux grands canaux retenus aujourd’hui par les acteurs du secteur, à savoir l’ARENH et le marché de gros. Les coûts présentés ici sont donc des coûts normatifs, reflétant toutefois la réalité de la situation vécue par un grand nombre de fournisseurs sur le marché de détail.

3.4.2 Conditions d’approvisionnement des fournisseurs

Le fournisseur type considéré s’approvisionne au moyen de l’ARENH et du marché de gros.

La participation au dispositif ARENH n’est pas entièrement neutre pour un fournisseur, les frais complémentaires ci-dessous venant, le cas échéant, s’ajouter au prix d’achat de l’ARENH :

- les frais de constitution des garanties, dès lors que celles-ci ne sont pas des garanties de la maison-mère ;
- les frais liés aux activités de la Caisse des dépôts et consignations dans le cadre de

ses missions de gestion des flux financiers du dispositif ARENH ;

- les frais associés au besoin de fond de roulement occasionné par le décalage entre le paiement des factures des clients (en général 90 jours après la livraison effective de l’électricité) et le paiement à EDF des volumes d’ARENH (qui s’effectue le dernier jour du mois de livraison).

Au total, et selon les fournisseurs et les clients, l’ensemble de ces frais peuvent représenter de l’ordre de 50 centimes d’euro par mégawatt-heure de surcoût pour un fournisseur de clients industriels par rapport au fournisseur historique.

3.4.3 Méthode de calcul du coût d’approvisionnement d’un client

Principes du *pricer*

La CRE a développé un outil de *pricing* permettant de calculer le coût d’approvisionnement d’un client sur une année, pour un fournisseur s’approvisionnant à l’ARENH et sur le marché. Il est fondé sur une approche statistique et permet, via l’utilisation de modèles stochastiques et de simulations de Monte Carlo, de prendre en compte différents aléas et d’intégrer le facteur risque et les surcoûts associés dans le calcul du coût d’approvisionnement.

L’outil permet de traiter différents types de clients ou de portefeuilles de clients, qu’ils soient télérelevés ou profilés. Dans le cas de ces derniers, la thermosensibilité des profils est prise en compte dans la simulation statistique, via l’utilisation des gradients de température et le couplage du calcul de la courbe de charge à un modèle de simulation stochastique de la température.

La part ARENH du coût d’approvisionnement est déterminée comme le volume d’ARENH auquel a droit le client considéré, calculé à partir de sa courbe de charge à température normale, et le prix du MWh d’ARENH, fixé comme donnée d’entrée.

L’outil détermine ensuite le coût de l’approvisionnement au marché, simulé par

l'achat de produits forward calendaires base et pointe, et du complément (ou la revente éventuelle du surplus) sur le marché spot. Le prix des produits forward est une donnée d'entrée du modèle, tandis que les prix spot sont simulés par un modèle stochastique couplé à l'outil. Le volume d'achat de produits forward est déterminé par une simulation de Monte Carlo du risque prix et par la stratégie de gestion du risque choisie par l'utilisateur. Une fois ce volume déterminé, le volume d'achat et revente au spot est calculé par l'outil qui en déduit le coût de la part marché de l'approvisionnement. Le coût final du client considéré est alors calculé comme la somme des parts ARENH et marché, auxquelles s'ajoutent les frais supplémentaires ci-après.

Frais supportés par un fournisseur

Tous les frais supportés par le fournisseur type sont inclus dans le calcul de *sourcing*, à l'exception des frais spécifiques au dispositif ARENH cités au paragraphe 3.4.2, susceptibles de varier sensiblement d'un fournisseur à l'autre. Ces frais correspondent :

- aux frais d'accès aux marchés de l'électricité (bourses, courtiers) ;
- aux coûts dus aux écarts dans le processus d'équilibre offre-demande ;
- à la contribution sociale de solidarité des sociétés.

Les montants pris en compte dans l'outil de *pricing* sont présentés dans le tableau 19.

Tableau 19. Montant des frais supportés par un fournisseur

Frais	Montant (€/MWh)
Frais Epex	0,15
Frais EPD	0,2
Frais de broker	0,005
Taxe organique	0,1
Coût de RE et des écarts	0,4 (clients industriels) 1,7 (petits clients)

Source : acteurs de marché

Prix de marché et période de référence des cotations

La CRE retient comme produits de marché de référence pour la détermination du coût d'un client dans une structure d'approvisionnement type « ARENH » au titre d'une année N les cotations des produits calendaires de l'année N en moyenne pondérée des volumes sur les trois années précédentes, en Base et en Pointe.

Ces produits sont bien adaptés à la fourniture de la courbe de charge de portefeuilles présentant de faibles variations de consommation d'un semestre calendaire à l'autre. L'achat de blocs calendaires *Peak* et *Offpeak* permet de couvrir la courbe de charge du portefeuille en

laissant un minimum d'arbitrages en produits de plus courte période de livraison.

Un tel choix de produit de référence est par ailleurs cohérent avec le modèle de *pricing* des courbes de charge développé par la CRE, où la couverture du risque est réalisée via l'achat de produits calendaires. Ce modèle fournit des résultats proches de ceux d'EDF à hypothèses identiques.

Enfin, les produits calendaires sont les produits principalement utilisés pour le *sourcing* des fournisseurs, les autres produits étant plus marginaux. Par exemple, pour l'année 2011, il a été échangé sur le marché EEX plus de 2,5 fois plus de produit calendaire (Base et Pointe) que la somme des quatre produits trimestriels, comme l'illustre le tableau 20.

Tableau 20. Volumes échangés en 2011 sur EEX par type de produit (non exhaustif)

Produit	Volumes échangés (GWh)
Cal 11	19 377
Q1/11	1 656
Q2/11	1 900
Q3/11	2 045
Q4/11	1 962

Source : EEX – Analyse : CRE

Les prix des produits calendaires sont donc nettement plus représentatifs des coûts de *sourcing* sur le marché, d'autant plus que l'on considère les prix de marché pondérés des volumes échangés.

Par ailleurs, la CRE a intégré dans ses calculs les volumes échangés sur le marché bilatéral (OTC) qui sont plus importants que sur le marché organisé.

Courbes de charge analysées par la CRE

L'estimation des coûts de fourniture d'un client faite par la CRE est fondée sur la courbe de charge de ce client. Lorsqu'il est caractérisé par un profil, l'outil développé simule un grand nombre de scénarios et les résultats sont alors déterminés en espérance.

3.4.4 Contestabilité des tarifs réglementés de vente

Un tarif est dit contestable si un fournisseur alternatif, compte tenu de ses coûts d'approvisionnement, peut proposer au client un prix plus intéressant que le tarif.

Pour effectuer cette analyse, les coûts commerciaux du fournisseur sont considérés égaux à ceux pris en compte dans les tarifs réglementés de vente.

Le tableau 23 montre la hausse tarifaire qu'il faudrait appliquer aux tarifs réglementés de vente pour en assurer la contestabilité en moyenne, en considérant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh.

Dans la mesure où le volume d'ARENH ne couvre qu'une partie de la courbe de charge d'un client, le haut de la courbe est approvisionné sur le marché de gros de l'électricité. Les résultats sont donc présentés en fonction d'une fourchette de prix de marché en base représentative des prix auxquels les fournisseurs se sont approvisionnés pour 2012.

À titre indicatif, les prix de marché en base pour les produits calendaires 2011 et 2012 pondérés des volumes d'achat sur leur durée de cotation, sont respectivement de 53,0 €/MWh et de 55,2 €/MWh. Le calcul de contestabilité a été effectué en considérant l'hypothèse d'un prix de marché en pointe 30 % plus cher que le prix de marché en base.

Les volumes d'ARENH utilisés sont ceux présentés dans les tableaux 6, 7 et 8.

Les différents frais supportés par les fournisseurs (hors frais spécifiques au dispositif ARENH) représentent un total de l'ordre de un à deux euros (frais de broker, écarts, etc.) Les frais relatifs à l'ARENH peuvent, comme expliqué précédemment, atteindre jusqu'à 50 centimes d'euro. Dans la mesure où ils diffèrent significativement d'un fournisseur à l'autre, ils ne sont pas pris en compte ici.

Le calcul est effectué à la date du 31 décembre de l'année concernée. Ainsi, le niveau de TURPE est celui en vigueur sur le second semestre de l'année. Les résultats des calculs s'entendent hors CSPE.

Tableau 21. Hausse à effectuer sur le tarif réglementé de vente pour assurer sa contestabilité en moyenne sur les années 2011 et 2012

Prix de marché	Année	Bleu			Jaune	Vert
		RES	PRO	Total		
50 €/MWh	2011	1,3 %	2,3 %	1,4 %	-0,5 %	2,2 %
	2012	1,6 %	2,9 %	1,7 %	0,4 %	3,7 %
52 €/MWh	2011	1,6 %	3,0 %	1,7 %	0,3 %	3,1 %
	2012	1,9 %	3,6 %	2,1 %	1,1 %	4,5 %
54 €/MWh	2011	1,9 %	3,7 %	2,1 %	1,0 %	3,9 %
	2012	2,3 %	4,3 %	2,5 %	1,8 %	5,4 %
56 €/MWh	2011	2,3 %	4,3 %	2,5 %	1,7 %	4,8 %
	2012	2,6 %	4,9 %	2,9 %	2,5 %	6,2 %

Analyse : CRE

3.4.5 Évolution prévisionnelle sur 2012-2017 des tarifs réglementés de vente, CSPE incluse

Méthodologie

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit que, « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».

La CRE a réalisé un exercice d'évaluation de l'évolution des tarifs réglementés de vente sur une période de 5 ans (entre mi-2012 et mi-2017) permettant de respecter le principe d'empilement des coûts prévu par la loi. Cet exercice est fondé sur des hypothèses d'évolution des coûts à couvrir détaillées ci-dessous.

Les coûts à couvrir sont les suivants :

- le coût de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) ;

- le coût du complément d'approvisionnement en électricité à réaliser sur le marché de gros ;
- les coûts commerciaux ;
- le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

À cette évolution a été ajoutée l'évolution théorique de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), estimée sur la base d'hypothèses détaillées.

L'évolution des autres taxes n'a pas été évaluée, en particulier en raison de la difficulté d'estimer les évolutions de la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) et de la TVA.

Portefeuille de clients

Le portefeuille de clients utilisé par la CRE pour évaluer le tarif moyen par catégorie tarifaire est le portefeuille de clients d'EDF en 2011. La consommation du portefeuille bleu se répartit à hauteur de 29 % pour les clients résidentiels option base, 54 % pour les clients résidentiels option HP/HC, 11 % pour les clients professionnels option base et 6 % pour les clients professionnels option HP/HC.

Cette répartition est fondée sur une étude statistique de ce portefeuille. Elle exclut les clients

EJP et TEMPO, compte tenu des faibles volumes qu'ils représentent.

Hypothèses pour l'évaluation des coûts à couvrir par les tarifs

Inflation

L'inflation sur toute la période 2012-2017 est prise égale à + 2 %/an.

Prix de l'ARENH

Le prix de l'ARENH, fixé par l'arrêté du 17 mai 2011, est égal à 42€₂₀₁₂/MWh pour l'année 2012. L'hypothèse d'évolution est, en euros courants, 42 €/MWh pour les années 2012 et 2013, puis une augmentation à l'inflation pour les années suivantes (soit une valeur constante en euros constants de 42€₂₀₁₃ de 2013 à 2017).

Volume d'ARENH

Le volume d'ARENH attribué aux différents clients est déterminé par application de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH (cf. tableaux 6, 7 et 8).

Prix de marché

Le prix du produit calendaire base en 2013 est égal à la moyenne pondérée des volumes des cotations du cal13 sur les bourses et en OTC

de 2010 à 2012. Ce prix de marché évolue ensuite à l'inflation + 1 % (soit 3 % de hausse annuelle).

Le ratio prix pointe/prix base considéré est égal à 1,3.

Coûts commerciaux

Les coûts commerciaux sont constants en euros constants.

TURPE

Les évolutions de TURPE utilisées sur la période 2013-2016 correspondent aux trajectoires demandées par les opérateurs RTE et ERDF qui sont présentées dans la consultation publique de la CRE du 6 novembre 2012 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Pour 2017, il a été fait l'hypothèse d'une reconduction de la hausse de 2016. Ces trajectoires sont présentées dans le tableau 22 et comprennent l'inflation.

L'augmentation de 3,8 % par an sur la période 2013-2016 pour le tarif de distribution est équivalente à la hausse unique de 8,7 % au 1^{er} août 2013 présentée dans la consultation publique de la CRE du 6 novembre 2012. Comme indiqué dans cette consultation, la hausse prend en compte les effets du péage RTE et de la demande d'EDF SEI.

Tableau 22. Hypothèses de hausse du TURPE en € courants de 2013 à 2017

Année	2013	2014	2015	2016	2017
Hausse transport	5,2 %	3 %	3 %	3 %	3 %
Hausse distribution	3,8 %	3,8 %	3,8 %	3,8 %	3,8 %

Source : CRE

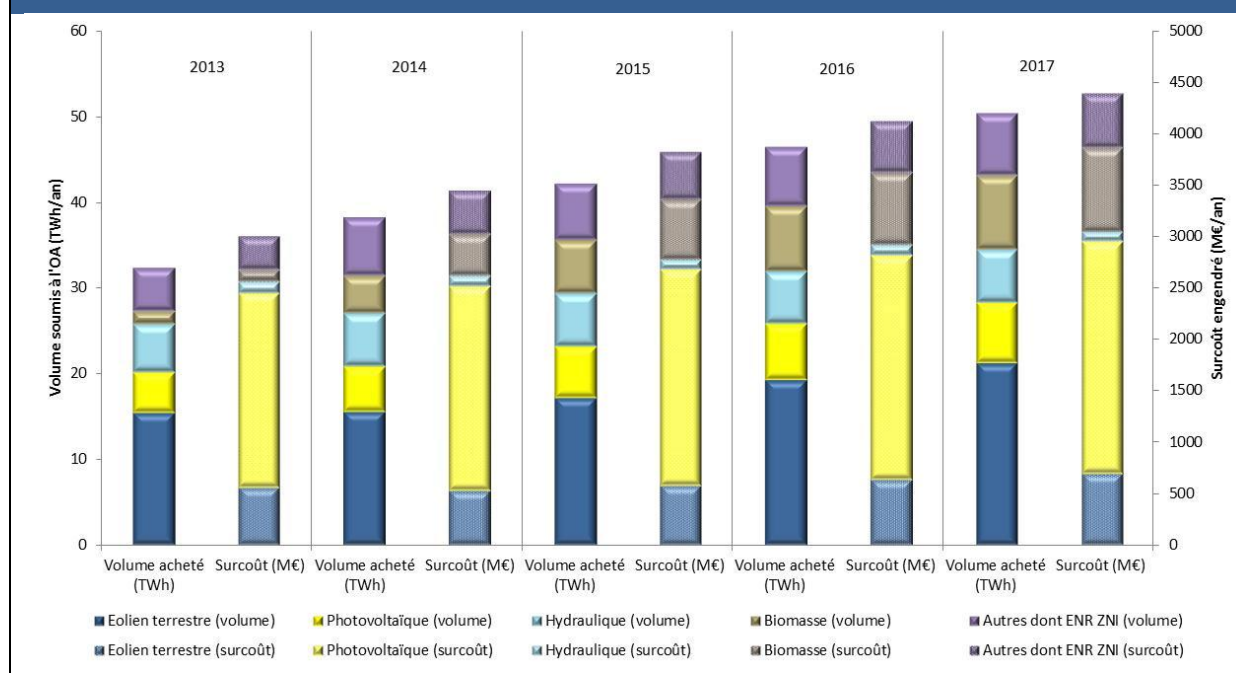
Évolution des surcoûts liés aux énergies renouvelables

La CRE a évalué les surcoûts liés aux énergies renouvelables à l'horizon 2017 à partir d'un scénario de développement de ces filières

qu'elle estime réaliste, présenté dans le tableau 17.

L'estimation de l'évolution des volumes produits et des surcoûts associés est la suivante :

Figure 60. Estimation de l'évolution de 2013 à 2017 des volumes de production des ENR bénéficiant d'un dispositif de soutien et des surcoûts associés



Analyse : CRE

Tableau 23. Évolution des charges de service public de l'électricité prévisionnelles au titre des années 2013 à 2017

En M€	2013 ⁴¹	2014	2015	2016	2017
Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁴² hors EnR	1 432	1 774	1 921	2 016	2 135
Cogénération	527	328	321	323	323
Eolien (MC ⁴³)	561	531	581	641	697
Photovoltaïque (MC)	1 899	1 990	2 101	2 182	2 257
Autres EnR (MC)	330	654	868	1 029	1 176
EnR (ZNI)	225	279	276	273	269
Autres contrats d'achat (MC)	4	9	8	6	0
Dispositions sociales	145	375	386	396	407
Total	5 124	5 941	6 463	6 866	7 264

Analyse : CRE

⁴¹ Cf. la délibération de la CRE du 9 octobre 2012 sur les charges de service public prévisionnelles pour 2013

⁴² Zones non interconnectées, cf. glossaire

⁴³ Métropole continentale

Évolution des charges de service public

Le tableau 23 présente les charges de service public prévisionnelles estimées au titre des années 2013 à 2017.

L'augmentation des charges dans les ZNI est due à la mise en service progressive des centrales diesel exploitées par EDF PEI, filiale d'EDF, prévues pour remplacer les centrales d'EDF existantes en Martinique, en Corse et à la Réunion.

La baisse des charges de la cogénération est due au fait que la plupart des contrats arrivent à échéance en 2012 et 2013 et qu'ils ne seront pas tous renouvelés.

La hausse des charges dues aux dispositions sociales résulte de la prise en compte de l'élargissement de l'assiette des bénéficiaires du tarif de première nécessité qui est aujourd'hui envisagé.

Projection de CSPE en 2017

Pour obtenir les charges de service public à financer chaque année par la CSPE, il faut

ajouter aux charges prévisionnelles au titre de chaque année N ci-dessus la régularisation de l'année N-2, ainsi que les reliquats de charges sur les années antérieures.

L'assiette de la CSPE considérée a été établie à partir des prévisions d'évolution de la consommation française faites par RTE.

Le tableau 24 présente la chronique d'évolution prévisionnelle des charges de service public à compenser par la CSPE. Elle est fondée sur l'hypothèse que cette dernière n'augmente pas de plus de 3 €/MWh d'une année sur l'autre, conformément à ce que prévoit la loi de finances pour 2011 dans le cas où le ministre chargé de l'énergie ne fixe pas la CSPE par un arrêté conforme à la proposition de la CRE. Cette augmentation limitée peut entraîner un défaut de compensation d'EDF sur une année N, qui se reporte sur l'année N+2.

Depuis 2009, le montant de la CSPE a été fixé à un niveau trop bas pour compenser la totalité des charges. Le déficit de compensation d'EDF a ainsi augmenté chaque année depuis 2009. Il devrait être résorbé en 2017.

Tableau 24. Évolution prévisionnelle des charges de service public de l'électricité (2013 à 2017)

	2013	2014	2015	2016	2017
Charges prévisionnelles au titre de l'année N	5 124	5 941	6 463	6 866	7 264
Régularisation de l'année N-2 et reliquats	2 062	1 501	2 031	1 162	1 007
Charges à couvrir par la CSPE année N	7 186	7 442	8 494	8 029	8 271
CSPE théorique (en €/MWh)	18,8	19,6	22,1	20,6	21,1
CSPE appliquée (en €/MWh)	13,5	16,5	19,5	20,6	21,1

Source : CRE

Résultats

Pour le tarif bleu, la hausse présentée est la hausse globale moyenne, CSPE incluse. Elle se décompose en + 30,1 % pour les clients au tarif bleu résidentiel et + 25,8 % pour les clients au tarif bleu professionnel.

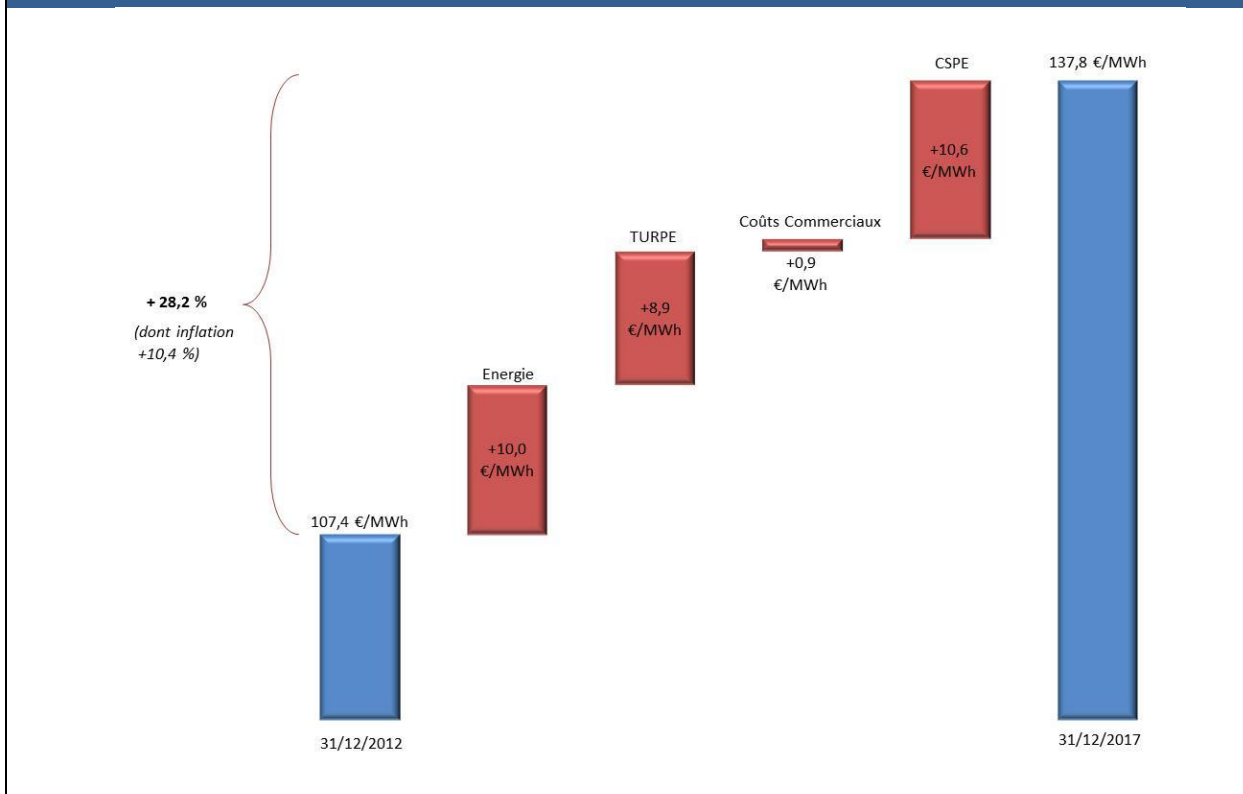
Conformément à l'article L. 337-9 du code de l'énergie, les tarifs jaunes et verts disparaîtront d'ici le 1^{er} janvier 2016. Dans les graphiques 62 et 63 ne figure donc pas le niveau que de-

vront atteindre ces deux tarifs, mais la hausse du prix que devrait supporter un consommateur actuellement à ces tarifs à l'horizon 2017.

Pour le tarif jaune, la hausse présentée inclut également la CSPE.

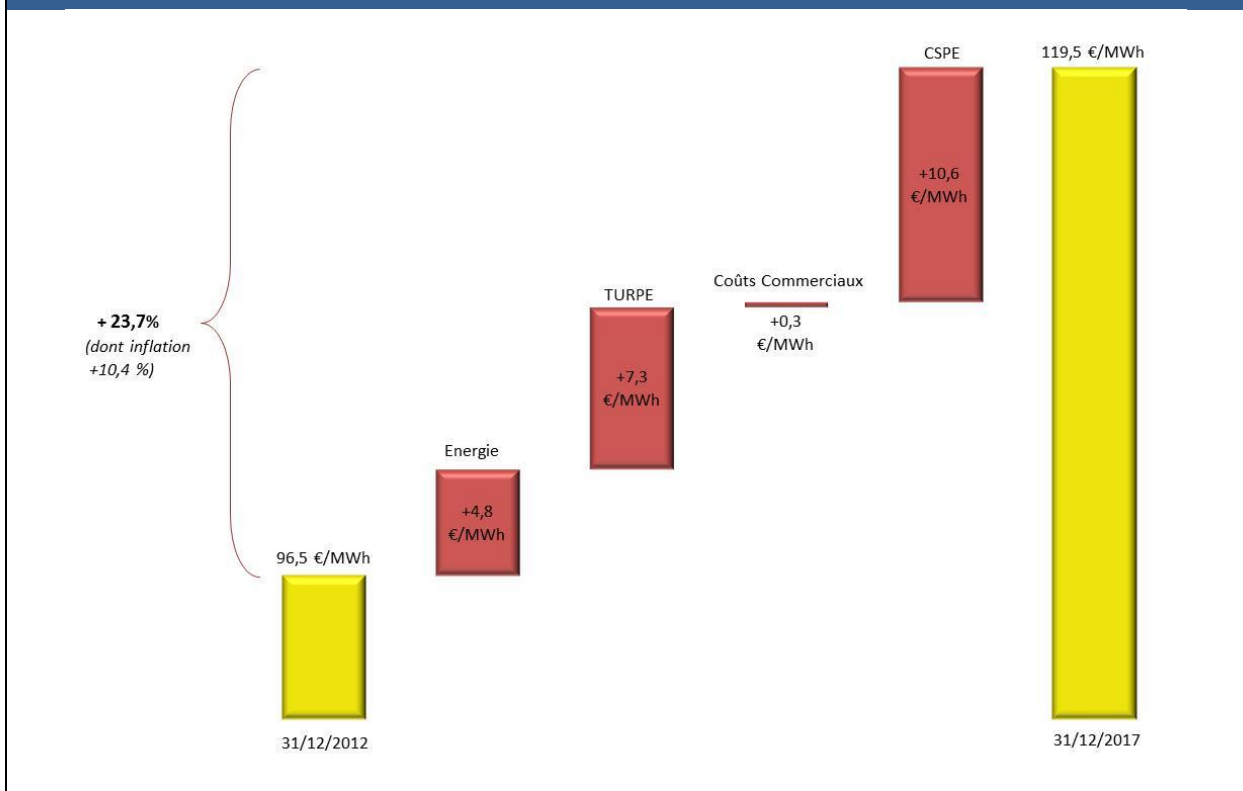
Pour le tarif vert, les gros consommateurs et les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh bénéficient de plafonnements de CSPE. En conséquence, la hausse présentée exclut cette contribution.

Figure 61. Évolution prévisionnelle à 2017 du tarif bleu CSPE incluse, en euros courants



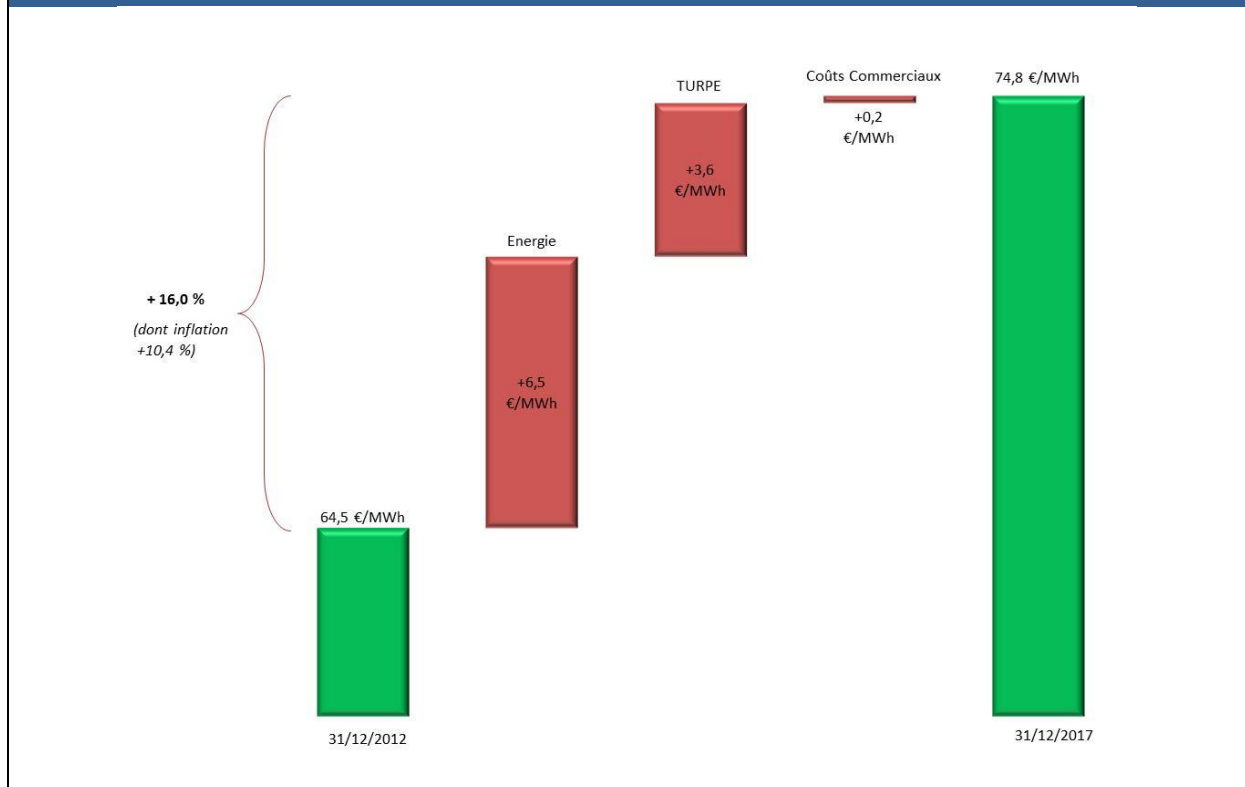
Analyse : CRE – Calculs au 15/11/2012

Figure 62. Évolution prévisionnelle des prix HT à 2017 pour les clients au tarif jaune, CSPE incluse, en euros courants



Analyse : CRE – Calculs au 15/11/2012

Figure 63. Évolution prévisionnelle des prix HT à 2017 pour les clients au tarif vert, hors CSPE, en euros courants



Analyse : CRE – Calculs au 15/11/2012

3.4.6 Impact de l'entrée en vigueur de l'ARENH sur certains clients anciennement au TaRTAM

La CRE a souhaité évaluer *ex post* l'impact sur les factures de la transition entre le TaRTAM et l'ARENH pour une sélection de clients particulièrement concernés par les augmentations du coût de l'électricité. L'échantillon analysé est constitué des courbes de charge de plus de 100 sites industriels totalisant 25 TWh annuels.

Ces courbes de charge ont fait l'objet, dans un premier temps, d'une application des grilles tarifaires du TaRTAM en vigueur au 30 juin

2011 et, dans un second temps, d'une évaluation de leur coût d'approvisionnement au moyen de l'ARENH et du marché de gros, selon la méthodologie précisée plus haut. Par souci de confidentialité, les résultats présentés sont agrégés.

Avec un prix de l'ARENH de 40 €/MWh et les conditions de marché prévalant en 2011, l'entrée en vigueur de l'ARENH s'est traduit par un gain moyen de l'ordre de 40 centimes d'euro par MWh pour ces clients.

Une analyse statistique de l'échantillon permet toutefois de mettre en évidence une situation contrastée.

Tableau 25. Impact de la transition TaRTAM → ARENH (€/MWh)

Nombre d'industriels gagnants	10
Gain moyen (€/MWh)	4,1 €/MWh
Nombre d'industriels perdants	8
Perte moyenne (€/MWh)	0,6 €/MWh

Analyse : CRE

3.4.7 Évolution de la part énergie des clients professionnels par secteur d'activité à l'horizon 2015

La CRE a souhaité évaluer l'impact des modalités de la nouvelle organisation des marchés de l'électricité, notamment son volet ARENH, sur les clients professionnels. Les résultats sont présentés selon la nomenclature des activités françaises (code « NAF ») permettant de classer les entreprises par secteurs d'activité similaire d'un point de vue de la consommation électrique.

Les données utilisées sont les consommations heure par heure des sites professionnels raccordés au réseau de transport de RTE ainsi qu'au réseau de distribution d'ERDF. L'échantillon contient la majorité des sites professionnels français à l'exception de ceux raccordés aux réseaux des ELD.

Les hypothèses de calculs (prix de l'ARENH, prix de marché et frais annexes) sont les mêmes que celles utilisées au paragraphe 3.4.5. Le calcul se limite à estimer l'évolution de la part énergie de ces clients, hors TURPE et taxes, par code NAF.

Les résultats du tableau 26 reflètent la grande disparité des profils de consommation selon les secteurs d'activité. Les hausses affichées, qui tiennent compte d'une inflation de 2 % par an, sont relativement modérées sur la plupart des secteurs d'activité.

Il faut toutefois noter que les chiffres présentés sont établis sur la base d'une comparaison entre la situation d'un client en offre de marché en 2012 et en 2015. En conséquence, ces chiffres n'intègrent pas l'écart qui peut exister entre le niveau du tarif réglementé de vente et celui d'un approvisionnement fondé sur l'ARENH et le marché.

Tableau 26. Hausse de la part énergie entre 2012 et 2015 par secteur d'activité

Secteur d'activité	Hausse de la part énergie
Agriculture, sylviculture et pêche	2,5 %
Industries extractives	4,4 %
Industrie manufacturière	3,3 %
<i>Dont</i>	
<i>Métallurgie</i>	2,7 %
<i>Industrie chimique</i>	2,4 %
<i>Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques</i>	3,5 %
<i>Industrie du papier et du carton</i>	2,2 %
<i>Industrie automobile</i>	3,9 %
<i>Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique</i>	4,7 %
<i>Industries alimentaires</i>	3,1 %
<i>Fabrication de produits informatiques, électroniques et optiques</i>	3,2 %
<i>Fabrication de produits métalliques, à l'exception des machines et des équipements</i>	5,1 %
<i>Industrie pharmaceutique</i>	3,5 %
<i>Cokéfaction et raffinage</i>	2,0 %
<i>Autres industries manufacturières</i>	4,8 %
Production et distribution d'eau ; assainissement, gestion des déchets et dépollution	3,1 %
Construction	2,3 %

Commerce ; réparation d'automobiles et de motocycles	3,4 %
Transports et entreposage	5,0 %
Hébergement et restauration	3,9 %
Information et communication	3,3 %
Activités financières et d'assurance	4,4 %
Activités immobilières	8,6 %
Activités spécialisées, scientifiques et techniques	2,8 %
Activités de services administratifs et de soutien	4,3 %
Administration publique	4,9 %
Enseignement	7,8 %
Santé humaine et action sociale	4,0 %
Arts, spectacles et activités récréatives	4,5 %
Autres activités de services	4,1 %
Activités des ménages en tant qu'employeurs ; activités indifférenciées des ménages en tant que producteurs de biens et services pour usage propre	2,5 %
Activités extraterritoriales	5,4 %

Source : RTE, ERDF – Analyse : CRE

3.5 Offres proposées sur le segment résidentiel

Cette partie présente une comparaison des offres proposées sur le marché de détail en 2011.

Le prix des offres de marché peut être fixe pendant la durée contractuelle de l'offre, indexé sur les prix du marché de gros ou sur d'autres indices. En particulier, pour les petits clients résidentiels ou professionnels, les offres de marché sont souvent indexées sur les tarifs réglementés de vente.

Il existe des offres de fourniture d'électricité dite « vertes ». Un fournisseur peut proposer de telles offres s'il a produit ou acheté de l'électricité d'origine renouvelable en quantité équivalente à la consommation des clients ayant souscrit à l'offre verte. Depuis le 1^{er} janvier 2012, pour prouver l'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, seules les garanties d'origine ont valeur de certification. Celles-ci ne peuvent pas être délivrées séparément de l'électricité à laquelle

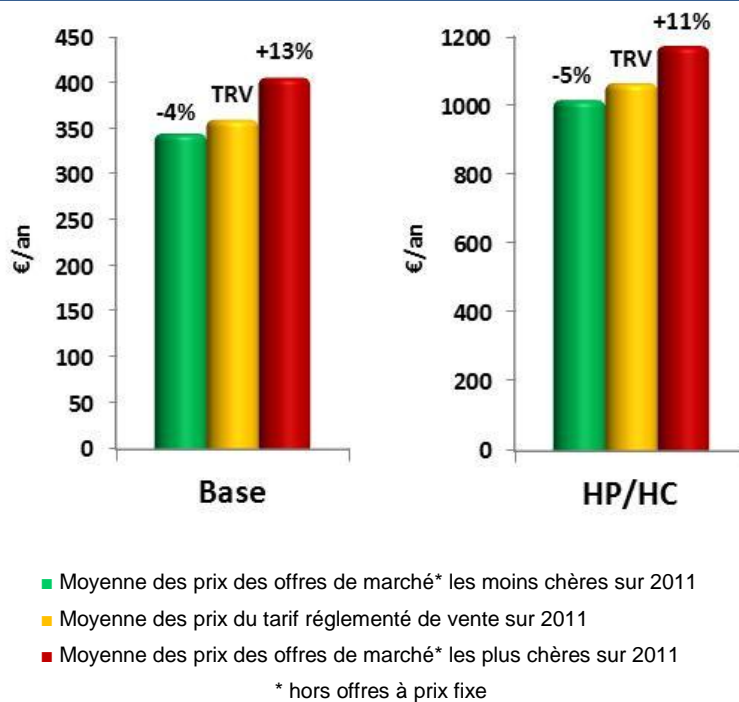
elles sont associées. A ce jour, c'est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE qui en assure la délivrance, le transfert et l'utilisation.

La figure 64 présente, pour 2011, une comparaison entre la moyenne des offres les moins chères, le tarif réglementé de vente d'EDF et la moyenne des offres les plus chères, pour le client moyen du tarif Base 6 kVA (2 400 kWh) et le client moyen du tarif HP/HC 9 kVA, représentatif d'un client au chauffage électrique (8 500 kWh par an, répartis entre 54 % en heures pleines et 46 % en heures creuses). Les offres à prix fixe ne sont pas prises en compte dans cette comparaison.

Les écarts entre les offres sont sensiblement les mêmes pour les options base et heures pleines/heures creuses.

Un comparatif détaillé des offres est disponible sur www.energie-info.fr. Par ailleurs, la CRE présente un comparatif trimestriel dans son observatoire des marchés.

Figure 64. Comparaison des offres de détail d'électricité les plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour deux types de clients



Source : énergie-info.fr – Analyse : CRE

4. CONDITIONS D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS SUR LE MARCHÉ DU GAZ

Ce paragraphe présente les diverses modalités d'approvisionnement auxquelles les fournisseurs de gaz naturel ont recours pour couvrir les besoins de leur portefeuille de clients sur le marché de détail.

4.1 Marché de gros du gaz

Le marché français du gaz comprend aujourd'hui trois places de marché de gros, appelées Points d'échange de gaz (PEG) : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF sur la zone Sud-Ouest. Les PEG sont indispensables aux fournisseurs actifs sur le marché de détail. Ils leur permettent d'arbitrer entre différentes sources de gaz de façon à faire bénéficier leurs clients des sources les plus compétitives. Ils leur permettent également d'équilibrer à court terme leur portefeuille en achetant et vendant du gaz suivant leurs besoins, et peuvent constituer un complément aux contrats d'approvisionnement signés directement avec les producteurs pour alimenter leurs clients.

Sur la bourse Powernext, les fournisseurs peuvent acquérir des produits sur le marché spot (achats pour le jour même, le lendemain ou le week-end à venir) pour les trois PEG. En revanche, les produits à terme ne sont disponibles que sur le PEG Nord pour des raisons de liquidité. Les fournisseurs peuvent ainsi acheter des produits mensuels (M+1 à M+3), trimestriels (Q+1 à Q+3), saisonniers (S+1 à S+3) et calendaire (CAL1).

Des produits identiques ainsi que des variantes, notamment en matière de maturité, peuvent être obtenus sur le marché de gré à gré (transactions dites OTC) intermédié. On observe ainsi que des produits comportent des échéances pouvant aller jusqu'à 3 ans. En 2011, la part d'approvisionnement en gaz sur les PEG des fournisseurs alternatifs a représenté plus de 63 %.

Le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et

du gaz naturel peut être consulté à l'adresse <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques>

4.2 Évolution des places de marché du gaz en France

La CRE considère qu'il doit y avoir en France, à terme, une seule place de marché de gros et donc un seul prix du gaz. Une telle évolution est indispensable pour parvenir à un marché de gros du gaz efficace, au bénéfice des consommateurs de gaz.

Ainsi, le PEG Nord bénéficie d'un niveau de liquidité et de concurrence alors que les PEG Sud et Sud-Ouest (zone TIGF) restent peu liquides. De ce fait, les consommateurs du sud de la France, notamment industriels, ne bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'au PEG Nord. Cela se ressent en particulier au niveau des écarts de prix entre les différents PEG. Un fonctionnement optimal des places de marché pourrait aboutir à la disparition de ces écarts de prix et contribuera au développement d'un marché de détail efficace.

Dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE rappelle que la réduction du nombre de PEG, engagée dès 2003, avec en particulier la création d'un grand PEG Nord rassemblant les zones Nord Est et Ouest et réalisée au 1^{er} janvier 2009, a constitué un facteur majeur d'amélioration du fonctionnement du marché français du gaz. De plus, dans sa délibération du 29 mai 2012, la CRE a prévu de fusionner contractuellement, au 1^{er} avril 2013, les périmètres d'équilibrage H et B de la zone Nord. La poursuite de ces travaux comporte deux étapes principales : la création d'un PEG commun Sud-TIGF et la création d'un PEG GRTgaz unique.

Création d'un PEG commun Sud-TIGF

La CRE considère qu'un grand PEG Sud doit être mis en œuvre en 2015 au plus tard,

d'autant qu'en l'absence de congestion structurelle entre les deux réseaux, les contraintes techniques de réalisation sont limitées.

Création d'un PEG GRTgaz unique

La zone Nord H regroupe aujourd'hui la plus grosse part des consommations, ce qui la rend plus attractive pour les nouveaux entrants. Par ailleurs, il existe un risque de congestion récurrent dans le sens Nord → Sud, ce qui est un frein au développement de la concurrence en zone Sud.

La CRE considère que la création d'un PEG GRTgaz unique sur la base du doublement de l'artère de Bourgogne associé à des outils contractuels permet de minimiser l'investissement total nécessaire.

4.3 Concurrence sur les points d'entrée sur le territoire

La fourniture de gaz naturel aux clients finals situés en France nécessite de pouvoir importer du gaz depuis les zones de production. En outre, la production nationale est aujourd'hui

très faible, et les produits disponibles sur la bourse du gaz n'ont pas une échéance suffisamment longue pour que les fournisseurs puissent s'y approvisionner sur une durée supérieure à un an.

Un fournisseur doit donc nécessairement conclure des contrats d'approvisionnement avec des producteurs de gaz, puis acheminer ce gaz en France via le réseau de transport terrestre ou les terminaux méthaniers ; ou conclure des contrats d'approvisionnement avec des fournisseurs qui se chargent eux-mêmes de l'acheminement du gaz vers le territoire métropolitain. Dans les deux cas, il est indispensable de faire transiter le gaz par un des points d'entrée du gaz sur le territoire français.

Ceux-ci peuvent être de deux types : les interconnexions terrestres, qui sont au nombre de sept (Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach, Oltingue et Dunkerque sur le réseau GRTgaz, Biriadou et Larrau sur le réseau TIGF) et les terminaux méthaniers, qui sont au nombre de trois (Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou).

5. ANALYSE DES PRIX SUR LE MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ

5.1 Présentation de l'analyse

L'analyse porte ici tout autant sur les tarifs réglementés de vente que sur les offres de marché.

Pour les tarifs réglementés, elle consiste à vérifier la couverture des coûts supportés par les fournisseurs historiques par les tarifs en vigueur au 31 décembre 2011 et au 1^{er} janvier 2013.

Pour les offres de marché, elle consiste à évaluer le niveau de prix des offres que peuvent proposer les fournisseurs compte-tenu de leurs conditions d'approvisionnement.

5.2 Composantes de coûts de la facture aux tarifs réglementés de vente de gaz

Les figures 65 et 66 présentent les composantes de coûts de la facture hors taxes établie pour chaque tarif en distribution publique de GDF Suez en vigueur au 1^{er} octobre 2012 (ancienne formule) et au 1^{er} janvier 2013 (nouvelle formule) : 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 grandes composantes : la matière (coût d'achat du gaz), les infrastructures, la commercialisation et les taxes.

La composante matière est calculée à partir de la formule en vigueur à chaque échéance concernée. Cette formule était indexée sur le prix spot du gaz à hauteur de 25,9 % au 1^{er} octobre 2012 (35,6 % aujourd'hui). Les autres éléments constitutifs de la formule sont indexés sur le prix des produits pétroliers, ainsi que sur le taux de change euro/dollar.

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

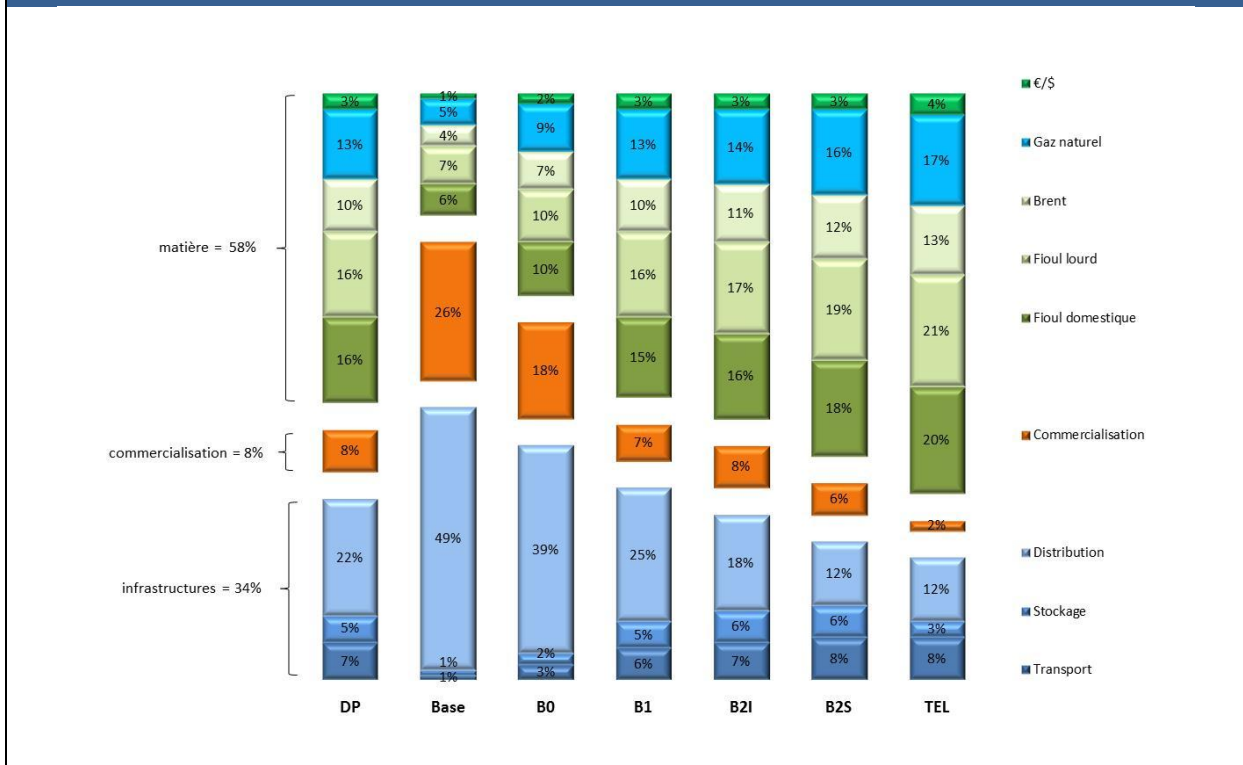
La composante commercialisation est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes aux tarifs réglementés et les deux termes précédents⁴⁴.

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 taxe ainsi qu'à la CTA. Le taux plein de 19,6 % s'applique à tous les autres éléments.

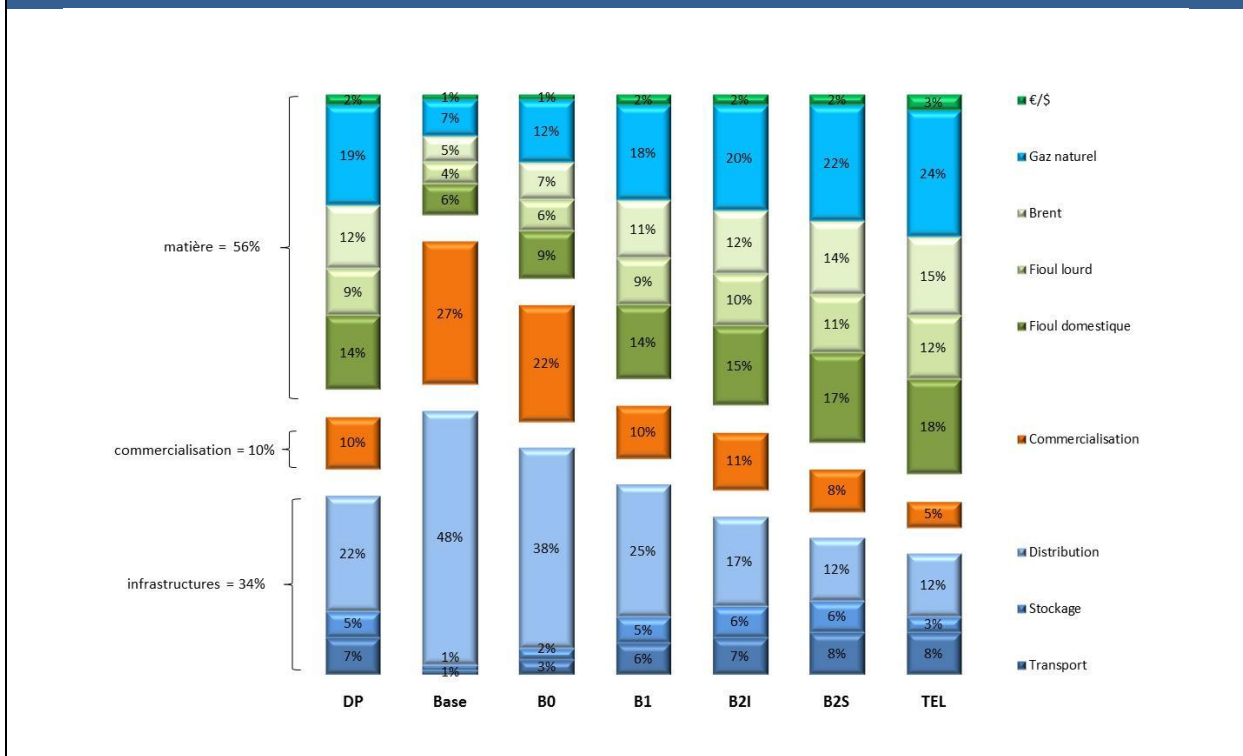
⁴⁴ Du fait de la sous-couverture des coûts pour certains tarifs, la composante commercialisation des tarifs présentée peut être inférieure aux coûts réels de commercialisation de GDF Suez.

Figure 65. Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au 1^{er} octobre 2012



Source : GDF Suez – Analyse : CRE

Figure 66. Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au 1^{er} janvier 2013



Source : GDF Suez – Analyse : CRE

5.3 Couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente de gaz

La figure 67 présente la couverture des coûts par les tarifs au 31 décembre 2011, en tenant compte de la hausse rétroactive décidée au 1^{er} août 2012 pour application aux barèmes du quatrième trimestre 2011. Cette hausse rétroactive fait suite à l'annulation par le Conseil d'État du gel partiel décidé par les pouvoirs publics au 1^{er} octobre 2011, à la suite du recours déposé par l'ANODE et GDF Suez. Après ce mouvement, la couverture des coûts de GDF Suez par les tarifs était assurée en moyenne.

Les coûts commerciaux considérés pour cette analyse sont les coûts supportés par GDF Suez, intégrant une marge commerciale raisonnable, conformément à l'article 4 du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009.

La figure 67 montre également que les tarifs de faible consommation (T1 < 6MWh/an) sont structurellement déficitaires alors que les tarifs de plus forte consommation (T2 et T3) présentent des niveaux de marge plus élevés. Cette situation fausse la concurrence sur le marché de détail car les marges réalisables sur les clients consommant peu sont faibles voire négatives, et doivent être compensées par des marges plus élevées sur les tarifs qui s'appliquent aux moyennes et grandes consommations.

Figure 67. Couverture des coûts par tarif au 31 décembre 2011



Source : GDF Suez – Analyse : CRE

En 2012, à la suite d'un gel tarifaire au 1^{er} avril 2012 et de deux hausses insuffisantes pour couvrir les coûts de GDF Suez, la situation s'est considérablement dégradée sur l'ensemble des tarifs réglementés de vente. Toutefois, au 1^{er} janvier 2013, une nouvelle hausse tarifaire permet de couvrir, en

moyenne, les coûts supportés par GDF Suez, en se fondant sur une nouvelle formule d'estimation de ses coûts d'approvisionnement. La situation en matière de couverture des coûts reste néanmoins très contrastée d'un tarif à l'autre, comme le montre la figure 68 ci-dessous.

Figure 68. Couverture des coûts par tarifs au 1^{er} janvier 2013

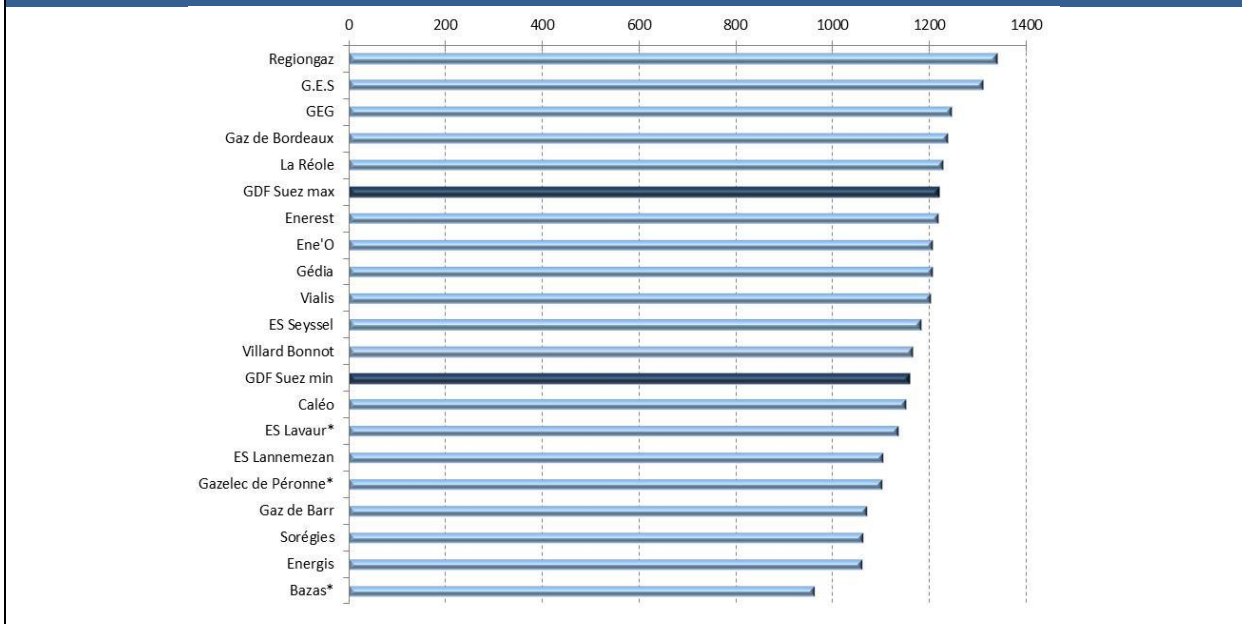
Source : GDF Suez – Analyse : CRE

5.4 Comparaison des factures TTC entre GDF Suez et les ELD

La figure 69 présente la comparaison des factures toutes taxes comprises au tarif de GDF Suez⁴⁵ et aux tarifs des ELD pour un client particulier se chauffant au gaz. La consommation de référence retenue est de 17 MWh/an. Les ELD dont les tarifs ne couvrent pas les coûts sont marquées d'un astérisque.

⁴⁵ Les tarifs de GDF Suez comportent 6 niveaux fonction de la localisation géographique. Le graphique donne le niveau minimum et maximum.

Figure 69. Comparaison au 31 décembre 2011 des factures toutes taxes comprises d'un client se chauffant au gaz pour GDF Suez (niveaux de prix min et max) et les différentes ELD



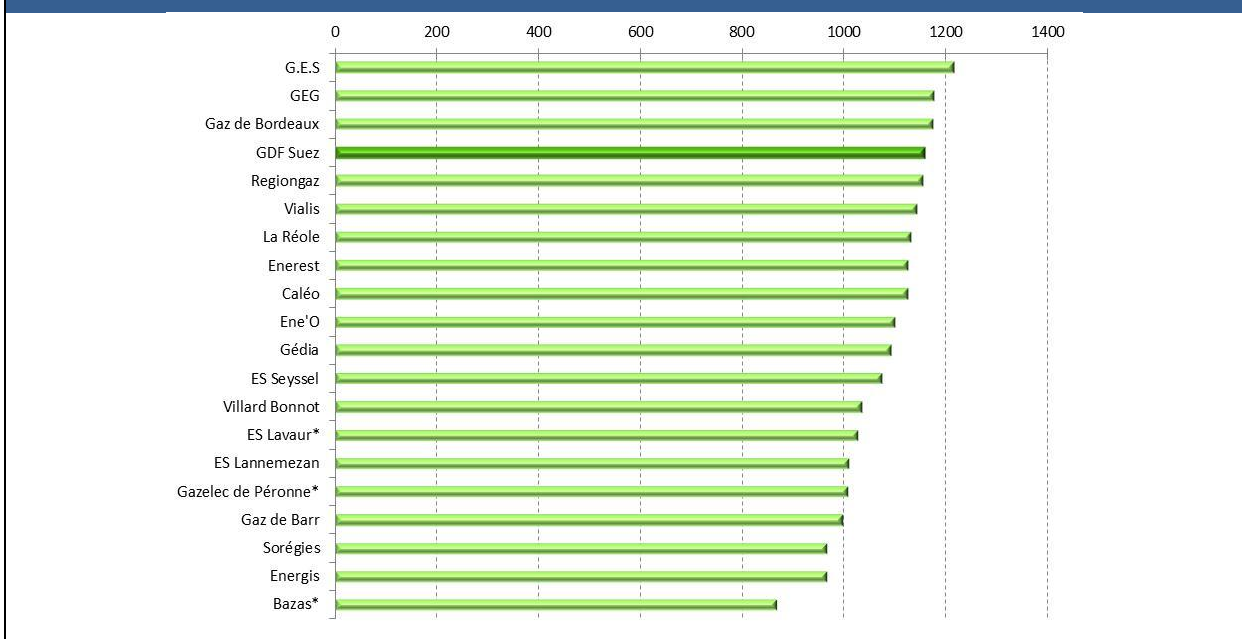
Analyse : CRE

La comparaison ci-dessus montre que la facture de gaz toutes taxes comprises est plus élevée chez certaines ELD que chez GDF Suez. Toutefois, il faut rappeler que les ELD ont des conditions d'approvisionnement qui leur sont propres et qu'elles supportent des coûts distincts de GDF Suez. Elles disposent

en effet d'un ATRD qui leur est propre et leur localisation géographique explique qu'elles supportent des charges spécifiques liées au transport régional.

La figure 70 compare les factures toutes taxes comprises en tenant compte des écarts de coûts de distribution et de transport régional.

Figure 70. Comparaison au 31 décembre 2011 des factures TTC d'un client se chauffant au gaz pour GDF Suez et les différentes ELD à coûts de distribution et niveau de prix équivalents



Analyse : CRE

5.5 Coûts supportés par les fournisseurs alternatifs dans la structure actuelle du marché du gaz naturel

5.5.1 Méthodologie

Conformément à l'article L. 131-2, 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 nucléaire historique* ».

Comme indiqué plus haut, les fournisseurs alternatifs disposent de différents moyens d'approvisionnement de gaz naturel pour assurer la couverture de leurs besoins. Vérifier la cohérence entre les offres proposées sur le marché de détail par les fournisseurs et leurs conditions réelles d'approvisionnement suppose, d'une part, une connaissance fine des échanges et contrats réellement conclus sur le marché amont et des autres paramètres constitutifs d'une offre, d'autre part, une connaissance fine des offres de marché proposées et contractualisées par les fournisseurs auprès de leurs clients finals. Dans le cadre du présent rapport de surveillance, la CRE n'a pas procédé à l'examen intégral des conditions réelles d'approvisionnement de chaque fournisseur présent sur le marché de détail du gaz.

La CRE a choisi de s'intéresser à trois fournisseurs alternatifs « types », s'approvisionnant :

- exclusivement sur le marché de gros du gaz ;
- sur la base de contrats uniquement indexés sur les produits pétroliers ;
- sur la base d'une combinaison des deux sources d'approvisionnement précédentes.

Les coûts présentés ici sont donc des coûts normatifs, reflétant toutefois la diversité des réalités vécues par un grand nombre d'acteurs du marché de détail.

5.5.2 Outil de pricing

Dans ce paragraphe, une analyse des coûts supportés par les fournisseurs alternatifs pour la fourniture de leurs clients finals en gaz naturel est réalisée. La description des coûts relatifs à une offre au tarif réglementé est déjà présentée au paragraphe 5.2 de la présente section.

L'analyse est réalisée à l'aide d'un outil de *pricing* qui calcule les coûts que supporte un fournisseur (infrastructures, approvisionnement, hors coûts de commercialisation) pour la fourniture d'un client déterminé. Il permet de calculer les coûts d'infrastructure à partir des flux physiques de gaz qu'il simule en fonction des paramètres d'entrée, et les coûts d'approvisionnement à partir d'une source d'approvisionnement choisie par l'utilisateur.

L'outil considère, pour un portefeuille de clients et sa consommation associée, l'ensemble des points d'entrée et de sortie du territoire, des différents stockages disponibles, des différents points d'interfaces des réseaux de transport principal, de transport régional et de distribution ainsi que des interconnexions entre les zones.

L'évaluation des flux physiques se fait de manière itérative à pas de temps journaliers en optimisant l'utilisation des infrastructures disponibles, en particulier l'utilisation des stockages, les importations et l'achat ainsi que la revente sur les places de marché.

5.5.3 Résultats

Une première analyse porte sur un client au tarif B1 ayant un profil P12⁴⁶ et habitant Paris. Le fournisseur de ce client dispose d'un approvisionnement transitant uniquement par les points d'interconnexion de la zone Nord et n'utilisant que des groupements de stockage de cette zone.

⁴⁶ Client relevant d'un profil chauffage individuel

Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 5.5.1, les coûts de ce client sont établis sur la base de trois stratégies d’approvisionnement :

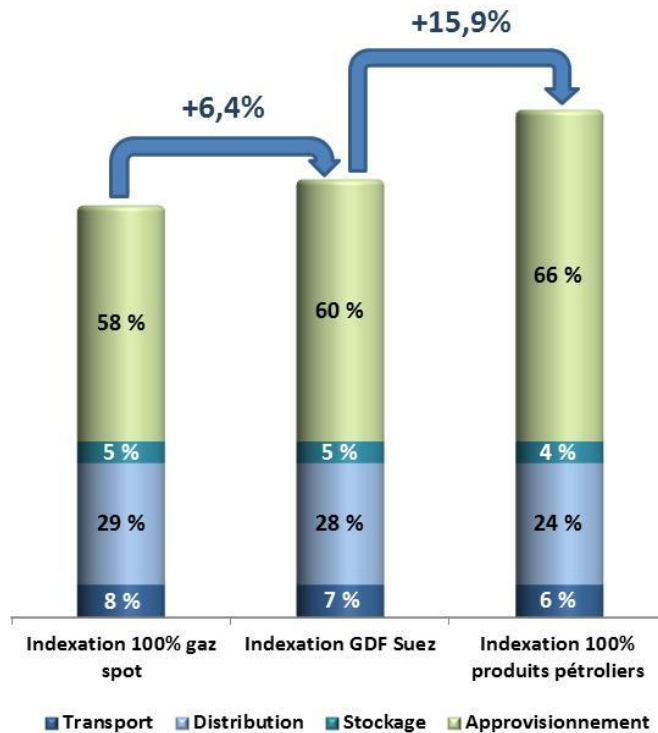
- dans le premier cas, le fournisseur s’approvisionne uniquement sur le marché pour l’année gazière 2011. Les coûts de l’approvisionnement sont calculés à partir de la moyenne du produit mensuel M+1 échangé au PEG Nord avec un équilibrage journalier au spot (ou avec les stockages suivant les arbitrages) ;
- dans le deuxième cas, le fournisseur s’approvisionne uniquement par contrat

long terme avec une formule dont l’indexation est identique à celle de GDF Suez en 2011 ;

- dans le troisième cas, le fournisseur s’approvisionne uniquement par contrat long terme avec une formule indexée sur les produits pétroliers.

Les coûts commerciaux n’étant pas pris en compte dans l’analyse, les résultats obtenus permettent de comparer l’écart de coûts entre des fournisseurs ayant des coûts de commercialisation identiques, en fonction de leur stratégie d’approvisionnement.

Figure 71. Répartition des coûts de fourniture, en 2011, d’un client au tarif B1 de profil P12 et résidant à Paris, selon les sources d’approvisionnement, hors coûts commerciaux



Source : CRE

Dans tous les cas examinés, la part approvisionnement représente le poste de coût le plus important et compte pour la moitié, ou plus, de l’ensemble des coûts de fourniture d’un client individuel se chauffant au gaz.

On constate toutefois des disparités importantes selon le mode d’approvisionnement du fournisseur. En particulier, un fournisseur qui s’approvisionnait sur les marchés du gaz natu-

rel en 2011 supportait des coûts sensiblement inférieurs à ceux de GDF Suez ou d’un fournisseur dont les achats étaient totalement indexés sur les produits pétroliers. Il était donc en mesure de proposer des offres plus compétitives.

La CRE rappelle cependant que si un approvisionnement 100 % marché s’avérait, en 2011, plus compétitif, dans le cadre d’une conjonc-

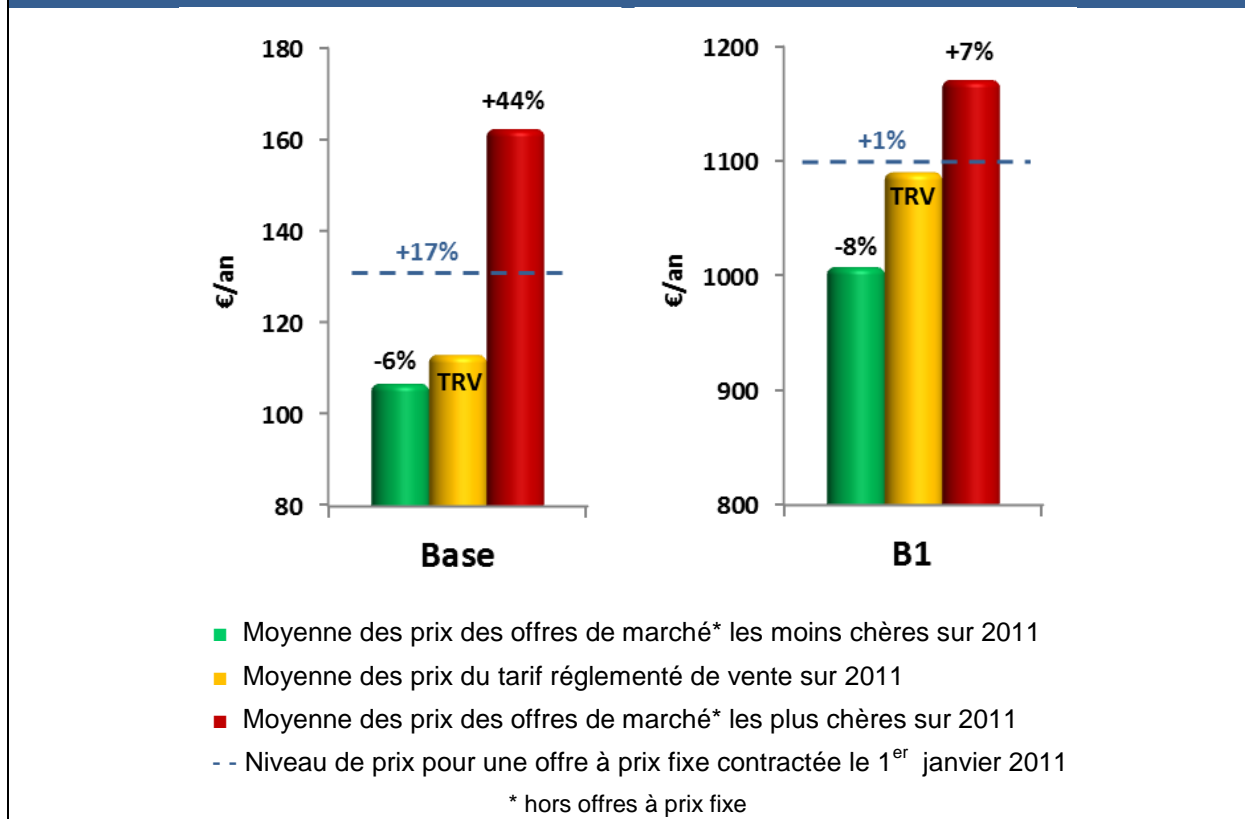
ture favorable, il présente aussi un risque lié à la volatilité des prix du gaz.

5.6 Offres proposées sur le segment résidentiel

La figure 72 compare le tarif réglementé de vente de GDF Suez sur l'année 2011 et les moyennes des offres les moins chères et des offres les plus chères proposées à chaque fin de trimestre aux consommateurs ayant une consommation de 750 kWh par an (Base, type cuisson) et une consommation de 17 MWh par an (B1, type chauffage).

Le niveau d'une offre de marché à prix fixe 1 an est également indiqué sur le graphique. Il correspond au prix qu'aurait payé un client contractualisant cette offre au 1^{er} janvier 2011. Les offres à prix fixe sont souvent plus chères à la souscription, mais permettent en contrepartie de se prémunir contre toute évolution des tarifs pendant la durée du contrat. Elles sont notamment proposées par les fournisseurs GDF Suez, Altergaz et Enerest sur des durées de 1 à 3 ans.

Figure 72. Comparaison des offres de détail de gaz naturel les plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour deux types de clients



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Pour le segment B1, les offres les plus chères correspondant aux offres à prix fixe un an ou les offres dites « compensées carbone ». Pour le tarif Base, on constate un écart très important entre l'offre la plus chère et l'offre la moins chère. Cette situation résulte du fait que ce tarif ne permet pas de dégager une marge positive et que certains fournisseurs, plutôt que

d'indexer leur offre sur le tarif, préfèrent couvrir leurs coûts, ce qui conduit à des offres significativement plus élevées que le tarif.

Un comparatif détaillé des offres est disponible sur www.energie-info.fr. La CRE présente également un comparatif trimestriel dans son observatoire des marchés.



SECTION IV - Analyse qualitative du fonctionnement et de la transparence des marchés de détail

1. Enquête auprès des clients résidentiels	103
2. Entretiens avec les acteurs de marché	104
3. Politiques commerciales des fournisseurs	108
4. Suivi des processus clés.....	110

1. ENQUETE AUPRES DES CLIENTS RESIDENTIELS

L'ouverture à la concurrence des marchés de détail de l'électricité et du gaz dépend étroitement de la bonne connaissance, par les consommateurs, du fonctionnement des mécanismes de marché et des acteurs. Dans le cas contraire, les consommateurs peuvent se montrer réticents à changer de fournisseur.

Les principaux résultats de la 6^{ème} édition du baromètre annuel Energie-Info sur l'ouverture des marchés réalisé par le médiateur national de l'énergie et la CRE⁴⁷ montrent malheureusement que le niveau de connaissance du marché de ces clients reste très limité.

« Si 56 % des Français s'estiment bien informés, ce sentiment majoritaire cache en réalité une méconnaissance certaine du fonctionnement des marchés de l'énergie. Seuls 48% savent qu'ils peuvent changer de fournisseur d'énergie et 32 % seulement savent qu'EDF et GDF Suez sont deux entreprises concurrentes.

65 % des Français estiment que leurs factures d'énergie représentent une part importante des dépenses totales du foyer.

Enfin, un tiers des consommateurs a déjà entendu parler des tarifs réglementés de vente. Ils sont 65 % à avouer n'en avoir jamais entendu parler. Plus de deux tiers des français pensent, à tort, que les tarifs réglementés peuvent être obtenus pour le gaz et l'électricité chez un même fournisseur.

Près des deux tiers des personnes interrogées (64 %) considèrent que pour l'utilisation de l'électricité et du gaz naturel, il est préférable d'avoir un seul fournisseur. En effet, elles pensent, parfois à tort, que souscrire chez un seul fournisseur permet d'obtenir des tarifs moins chers (pour 29 % des foyers) ou au moins au même prix (41 %).

La « frilosité » du marché - seuls 9 % des Français déclarent avoir déjà changé de fournisseur – s'explique notamment par le fait que les tarifs réglementés sont perçus comme moins chers que les offres de marché (35 %) ou au même prix (34 %). »

⁴⁷ <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/6eme-barometre-annuel-energie-info-sur-l-ouverture-des-marches>

2. ENTRETIENS AVEC LES ACTEURS DE MARCHÉ

Au cours du premier semestre 2012, la CRE a rencontré 17 fournisseurs de gaz et/ou d'électricité et les 5 principaux gestionnaires de réseau, afin de dresser un bilan du fonctionnement des marchés de détail.

Les éléments qui suivent, articulés autour de quatre axes, constituent la synthèse des remarques recueillies lors de ces entretiens. Ils ne reflètent que la seule position des acteurs du marché de détail.

2.1 Le fonctionnement du dispositif ARENH

Le dispositif ARENH, dont les principes ont été décrits dans la section III, paragraphe 2.2, a fait l'objet de nombreuses remarques des fournisseurs qui, tout en reconnaissant l'intérêt global du dispositif, regrettent sa complexité de mise en œuvre ou certains aspects particuliers de sa conception qui affectent notamment la rentabilité de leurs offres.

Rentabilité des offres construites à partir de l'ARENH

La plupart des fournisseurs alternatifs alimentent leurs clients finals à partir d'achats d'ARENH auprès d'EDF et d'achats complémentaires sur les marchés organisés ou de gré à gré.

Le volume d'ARENH vendu par EDF aux fournisseurs alternatifs pour alimenter leurs clients finals représente 70 à 85 % de leur consommation totale, ces chiffres pouvant varier sensiblement pour certains clients spécifiques.

Dans la mesure où l'ARENH est vendu à prix et à volume régulés, la concurrence ne peut finalement s'exercer, et les fournisseurs se différencier entre eux, en développant par exemple des méthodes d'approvisionnement plus efficaces, que sur une part réduite de la consommation des clients correspondant aux achats de l'électricité complémentaire sur les marchés. Les différences de prix entre les

offres proposées au consommateur restent dès lors peu significatives, en particulier pour les grands consommateurs qui bénéficient des volumes d'ARENH les plus importants.

Capacité à concurrencer l'offre d'EDF

Les volumes d'ARENH sont calculés deux fois par an lors des guichets du 1^{er} janvier et du 1^{er} juillet. Les demandes d'ARENH effectuées par les fournisseurs sont soumises à différentes contraintes décrites au paragraphe 2.2 de la section III, lesquelles ne s'appliquent pas à EDF. C'est le cas en particulier de la clause de monotonie.

Le code de l'énergie prévoit qu'en cas de souscription par rapport à leur droit théorique (qui est calculé *a posteriori* annuellement), les fournisseurs doivent s'acquitter d'un complément de prix évalué sur la base du prix de revente sur les marchés de gros. Pour les fournisseurs alternatifs, le complément de prix est un risque supplémentaire soumis aux aléas de l'évolution de leur portefeuille client, qu'EDF n'a pas à supporter. Seuls les acteurs disposant de flexibilité et d'un foisonnement important sont en mesure de proposer à leurs clients de prendre en charge le risque CP2 de l'ARENH, ce qui constitue une barrière pour les nouveaux entrants.

Par ailleurs, les fournisseurs alternatifs supportent des risques liés au complément de prix, des coûts pour la constitution de leurs garanties bancaires et des frais afférents à la fourniture d'ARENH qui les placent dans une situation d'approvisionnement déséquilibrée par rapport à EDF.

Visibilité à moyen terme sur le prix et les volumes

Le code de l'énergie prévoit que le prix de l'ARENH est fixé en fonction des conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique ; la méthodologie de calcul doit être précisée par décret, au plus tard le 8 décembre 2013. Dans l'attente de la parution

de ce texte, les fournisseurs alternatifs sont dans l'incapacité d'anticiper les évolutions du prix de l'ARENH, qui constitue pourtant le facteur déterminant de leurs offres. Ils ne peuvent dès lors présenter aucune projection d'évolution de prix à moyen terme à leurs clients et rencontrent des difficultés pour élaborer et s'engager sur des offres de durée supérieure à un an, alors même que nombre de clients professionnels, et plus particulièrement les grands clients industriels électro-intensifs, ont pour préoccupation majeure de disposer d'une visibilité pluriannuelle sur leurs approvisionnements en électricité.

Par ailleurs, le volume global cédé par EDF aux fournisseurs alternatifs est plafonné à 100 TWh. Dans le cas d'un dépassement de ce plafond, l'article L. 336-3 prévoit que la CRE répartisse le volume maximal entre les fournisseurs de manière à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments du marché de détail selon une méthode qu'elle aura définie. Cette situation réduit également la visibilité des fournisseurs alternatifs sur les volumes d'ARENH qui leur seront alloués dans les prochaines années.

2.2 Concurrence avec les fournisseurs historiques, sensibilisation des consommateurs

Accès aux consommateurs

Après l'ouverture des marchés, les fournisseurs historiques ont progressivement filialisé leur branche infrastructures. En raison de contraintes techniques, les systèmes d'information des différentes entités n'ont pas pu être séparés immédiatement.

Les fournisseurs nouveaux entrants sur le marché ne disposaient à l'origine d'aucune base de données clientèle et ont dû mettre en œuvre des moyens importants pour acquérir des clients. Ils ont ainsi supporté et supportent encore des coûts d'acquisition élevés, variables toutefois selon le segment de clientèle visé, notamment en raison d'investissements lourds dans les systèmes d'information. Ces

éléments concourent à augmenter la taille critique pour atteindre le seuil de rentabilité.

Cette situation est à comparer avec celle d'autres pays européens dans lesquels une base de données publique, tenue par le gestionnaire de réseau, est mise à disposition des fournisseurs avec les caractéristiques principales des points de consommation (localisation, adresse, numéro de point de comptage, profil, consommation de l'année précédente).

Sensibilisation des consommateurs

La majorité des fournisseurs a regretté le faible niveau de connaissance d'un grand nombre de consommateurs sur l'ouverture des marchés de l'énergie. Cela est particulièrement vrai pour les petits consommateurs résidentiels, mais aussi pour nombre de professionnels, y compris ceux qui ont des niveaux de consommation importants. A ce titre, plusieurs fournisseurs se sont émus du risque qu'encourent les consommateurs d'électricité aujourd'hui au tarif jaune ou vert, qui devront choisir une offre de marché lorsque leurs tarifs disparaîtront le 1^{er} janvier 2016. Ils considèrent que leur degré d'information est encore faible et pourrait compromettre leur capacité à profiter pleinement de la concurrence lorsqu'ils seront amenés à choisir une offre de marché, par exemple du fait de leur méconnaissance de l'existence de plusieurs fournisseurs actifs sur le marché de l'électricité. Pour rappel, 94 % du nombre de sites moyens et grands professionnels sont au tarif réglementé à mi-2012.

Par ailleurs, les fournisseurs historiques bénéficient encore largement d'une image favorable auprès des consommateurs, héritage de leur passé de monopole public. Cette image s'étend aux énergies non historiques proposées par ces fournisseurs : EDF jouit ainsi d'une large confiance en gaz naturel, GDF Suez d'une large confiance en électricité.

Au surplus, la distinction entre une offre de marché et un tarif réglementé est confuse pour une majorité de consommateurs, et susceptible d'induire en erreur lors de la souscription d'une offre électricité et d'une offre gaz auprès d'un même fournisseur. Cette situation peut en partie s'expliquer par la confusion qui subsiste

entre les rôles respectifs des fournisseurs et des gestionnaires de réseau. Le 6^{ème} baromètre annuel Energie-Info corrobore d'ailleurs cette analyse (cf. paragraphe 1 de la présente section).

2.3 Tarifs réglementés de vente

Plus que l'existence des tarifs elle-même, c'est l'incertitude qui les entoure qui recueille de nombreuses critiques, à la fois de la part des fournisseurs historiques et alternatifs. Les problématiques sont toutefois différentes en électricité et en gaz.

2.3.1 Électricité

En électricité, les principales interrogations viennent de la préparation de la disparition des tarifs réglementés jaune et vert, prévue au 1^{er} janvier 2016, évoquée au paragraphe 2.2 ci-dessus, et de la convergence du tarif bleu vers la structure d'empilement de coûts, ainsi que le prévoit l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

La construction du tarif bleu par empilement de coûts est prévue au plus tard au 1^{er} janvier 2016 et soulève certaines interrogations. Il pèse en effet une incertitude sur certaines composantes qui seront comptabilisées dans les coûts à couvrir, comme par exemple la référence de prix de marché qui complètera la part de la consommation couverte par l'ARENH. D'autres interrogations portent sur le prix de l'ARENH et sur les volumes qui seront alloués aux clients au tarif bleu en cas d'atteinte du plafond de 100 TWh par an.

Le plus grand sujet d'inquiétude des fournisseurs alternatifs porte cependant sur la trajectoire que les tarifs devront suivre pour parvenir à la couverture des coûts selon cette méthode. Ils craignent en effet que les pouvoirs publics ne puissent assumer ces hausses à l'échéance de la fin 2015.

2.3.2 Gaz naturel

En gaz naturel, le non-respect de la réglementation en vigueur est un risque qui pèse sur les fournisseurs historiques et alternatifs, dans la

mesure où ils ne peuvent le répercuter financièrement à leurs clients. Ce risque pénalise tout particulièrement les nouveaux entrants ainsi que les fournisseurs de taille modeste ou qui n'ont pas la solidité financière d'un grand groupe.

Le décret du 18 décembre 2009 prévoit que les tarifs réglementés de vente sont construits par empilement de coûts en fonction d'une formule tarifaire fixée par arrêté. Les tarifs sont réévalués au moins une fois par an et révisés le cas échéant par arrêté. Entre deux arrêts, le fournisseur peut répercuter l'évolution de ses coûts d'approvisionnement tels qu'ils sont estimés par sa formule. En particulier, les tarifs de GDF Suez devraient en théorie évoluer chaque trimestre conformément à la formule publiée par arrêté.

À plusieurs reprises les tarifs de GDF Suez en distribution publique n'ont pas répercuté les évolutions de la formule tarifaire. Du fait de la prééminence des tarifs réglementés sur le segment des petits et moyens consommateurs, les offres concurrentes sont majoritairement indexées sur le tarif par rapport auquel elles proposent une remise.

En conséquence, un gel ou une augmentation manifestement insuffisante des tarifs – en contradiction aux textes en vigueur – porte préjudice aux fournisseurs en ne leur permettant pas de couvrir l'évolution de leurs coûts d'approvisionnement sur les marchés européens. Ils ne peuvent donc pas évaluer leurs revenus sur l'année à venir, ce qui rend délicate la définition de leur plan d'affaire, les incite à la prudence et limite la remise qu'ils peuvent accorder à leurs clients par rapport aux tarifs réglementés. Une des conséquences de l'incertitude qui entoure les tarifs est donc la baisse de l'attractivité des offres concurrentes pour les consommateurs.

Plusieurs fournisseurs s'interrogent par ailleurs sur la pertinence du maintien des tarifs réglementés pour des consommations supérieures

à 300 MWh/an (tarif B2S et au-delà)⁴⁸, les consommateurs professionnels concernés disposant naturellement des moyens et compétences leur permettant de profiter du jeu de la concurrence. Les fournisseurs soulignent également l'inégalité de traitement avec le cas de l'électricité, dont les tarifs jaune et vert, qui s'adressent aux consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, doivent disparaître au plus tard le 1^{er} janvier 2016.

2.3.3 Structure du marché

La structure actuelle du marché n'est pas à même, d'après plusieurs fournisseurs, de favoriser l'exercice de la concurrence sur le marché de détail. En gaz, c'est la division géographique en plusieurs zones d'équilibrage qui est mise en cause ; en électricité, c'est l'absence d'espace économique permettant l'émergence d'opérateurs intégrés, disposant de moyens de production propres.

Sur le marché de l'électricité, la très grande majorité des moyens de production est détenue par l'opérateur historique EDF et la concurrence sur la production est très limitée (cf. section III paragraphe 2.4 du présent rapport). À l'avenir, les fournisseurs considèrent que la mise en place éventuelle d'un mécanisme de capacité, prévu à l'article L. 335-2 du code de l'énergie, et la remise en concurrence des concessions hydrauliques vont dans le sens d'une émergence d'acteurs disposant de moyens de production propres pour alimenter leurs clients.

Le marché du gaz naturel français est découpé en trois zones d'équilibrage transport (Nord, Sud et Sud-Ouest) et autant de places de marché associées ou points d'échange gaz (PEG). Si le PEG associé à la zone Nord est relativement liquide, les PEG des zones Sud et Sud-Ouest restent peu développés, et les volumes échangés y sont moindres. Les conséquences peuvent être multiples, mais le *spread* (écart de prix entre deux zones) Nord/Sud est parti-

culièrement mis en avant comme un frein au développement des fournisseurs, qui ont des difficultés à proposer des offres compétitives aux consommateurs situés en zone Sud.

Une fusion des zones permettrait de créer une place de marché plus forte, augmentant d'autant les volumes échangés, et améliorerait ainsi l'ouverture des marchés du gaz naturel en permettant aux fournisseurs de construire des offres plus attractives.

Aujourd'hui, il n'existe pas d'impossibilité physique à fusionner les zones d'équilibrage Sud et Sud-Ouest, mais la gestion de ces zones par des entreprises différentes explique que le projet ne soit pas d'actualité. Il est plutôt question de fusionner en premier lieu les zones Nord et Sud. Ce projet devra néanmoins être accompagné d'un développement d'infrastructures sur la liaison Nord-Sud, celle-ci étant régulièrement congestionnée⁴⁹.

⁴⁸ La CRE s'est exprimée à cet égard dans son rapport de septembre 2011.

⁴⁹ La plupart des commentaires recueillis sur les marchés du gaz, notamment en ce qui concerne la fusion des zones, a été recueillie avant la délibération de la CRE du 19 juillet 2012.

3. POLITIQUES COMMERCIALES DES FOURNISSEURS

3.1 Offres duales des fournisseurs historiques et alternatifs

Les offres duales consistent pour les fournisseurs à proposer aux consommateurs une prestation portant à la fois sur la fourniture d'électricité et de gaz.

Les fournisseurs dits alternatifs ne peuvent proposer que des offres duales à prix de marché pour les deux énergies.

Les offres duales permettent aux fournisseurs ayant le monopole des tarifs réglementés de vente sur une énergie de recruter de nouveaux clients, facturés au prix de marché pour l'autre énergie. EDF et GDF Suez bénéficient de leur réputation historique et de leur monopole sur les tarifs réglementés de vente pour recruter respectivement en gaz et en électricité de nouveaux clients. Ce recrutement se traduit, parmi d'autres procédés, par des lettres ainsi que les sites internet des opérateurs.

Cette volonté est motivée, d'une part, par le fait que de telles offres ne sont pas répliquables par les fournisseurs alternatifs (qui par définition ne sont pas en mesure de proposer d'offre au tarif réglementé) et, d'autre part, par le fait que la possibilité de proposer des offres duales combinant deux énergies (électricité et gaz) aux conditions du marché libre constitue un axe de développement stratégique pour les fournisseurs alternatifs.

La CRE souhaite s'assurer de la transparence de la communication des fournisseurs auprès des clients sur ces offres. Il est notamment important que cette communication leur permette d'exercer leur choix en parfaite connaissance de cause, notamment dans le cas où la souscription d'une offre duale s'accompagne de l'exercice de l'éligibilité sur l'une des deux énergies.

La CRE a auditionné en décembre 2012 EDF et GDF Suez afin de prendre connaissance de leurs politiques commerciales en matière

d'offres bi-énergie, et poursuivra ses travaux au cours de l'année 2013.

3.2 Non répercussion par EDF du passage de l'ARENH à 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012

Rappel du contexte

Le mécanisme ARENH est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2011. Le prix de l'ARENH a été fixé par arrêté à compter du 1^{er} juillet 2011 et 1^{er} janvier 2012 respectivement à 40 €/MWh et 42 €/MWh.

Un responsable d'EDF, dont les propos avaient été rapportés dans la presse en décembre 2011, avait indiqué qu'EDF ferait un geste commercial envers ses clients ayant souscrit l'offre « Contrat électricité reconductible », en ne répercutant pas l'augmentation du prix de l'ARENH au 1^{er} janvier 2012 mais seulement au 1^{er} avril 2012.

Analyse de l'offre

Le « Contrat électricité reconductible » est une offre de marché d'EDF proposée aux clients dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kVA et qui relèvent des profils de consommation ENT1, ENT3 et ENT5. C'est un contrat comportant un prix dit « binôme », en ce qu'il inclut un abonnement annuel (en €/an) et un prix de l'énergie (en €/MWh) pour chacune des quatre « périodes tarifaires », appelées postes horosaisonniers. Ces postes se composent des heures pleines hiver (HPH), des heures creuses hiver (HCH), des heures pleines été (HPE) et des heures creuses été (HCE).

Le contrat, conclu pour une durée de 12 mois, est tacitement reconductible. Les prix du contrat peuvent évoluer au plus deux fois par an, sur proposition d'EDF. Trois mois avant l'évolution du prix, le client en est informé et a la possibilité de résilier son contrat.

La CRE a procédé à une analyse économique de cette offre. Elle a par ailleurs auditionné EDF le 29 février 2012.

L'analyse de la grille de prix du contrat en vigueur au 1^{er} juillet 2011, calculée avec un prix de l'ARENH de 40 €/MWh et les conditions de marché en vigueur à cette date, et la grille actualisée au 1^{er} janvier 2012, avec un prix de l'ARENH à 42 €/MWh et les nouvelles conditions de marché, ont permis d'établir les éléments suivants :

- entre le 1^{er} juillet 2011 et le 1^{er} janvier 2012, le prix de l'ARENH a augmenté de deux euros par MWh, tandis que les prix de marché ont sensiblement baissé sur la même période, de l'ordre de six euros par MWh ;
- en conséquence, une grille qui aurait pris en compte dès le 1^{er} janvier 2012 le prix de l'ARENH à 42 €/MWh et l'évolution des prix de marché présenterait des niveaux de prix moins élevés sur le poste HPH (plus sensible aux prix de marché), et plus élevés pour les postes HCH, HPE et HCE (plus sensibles au prix de l'ARENH) ;

- sur la période de non application de cette grille théorique, du 1^{er} janvier au 1^{er} avril 2012, la marge brute du fournisseur EDF sur cette offre a été majorée.

Conclusions

La CRE a constaté dans sa délibération du 29 février 2012 que, contrairement aux propos précités, EDF n'a pas pratiqué de « geste commercial » à l'égard des clients ayant souscrit l'offre « Contrat électricité reconductible », dès lors que, entre le 1^{er} janvier et le 1^{er} avril 2012, sa marge brute sur cette offre augmente, compte tenu du choix de laisser inchangée sa grille de prix au 1^{er} janvier 2012.

La CRE a également rappelé que le bon fonctionnement du marché de détail nécessite que les fournisseurs soient transparents dans la formulation de leur politique commerciale à l'égard de leurs clients finals, notamment s'agissant des motifs d'évolution des offres de prix, afin de permettre à ces derniers d'être pleinement acteurs de ce marché et de se déterminer en toute connaissance de cause.

4. SUIVI DES PROCESSUS CLES

Les indicateurs des figures 73 à 78 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 ré-*

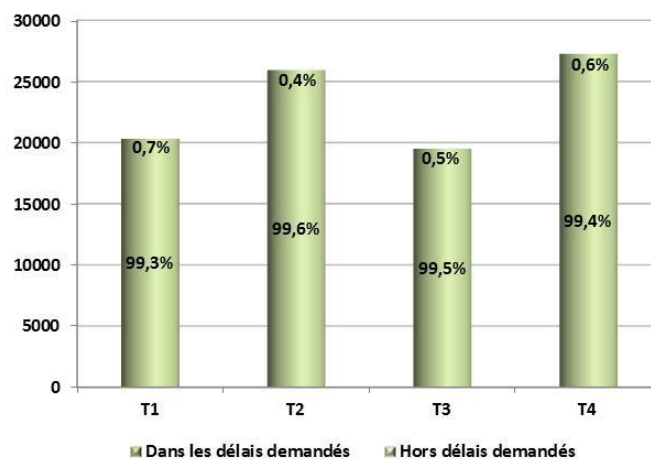
seaux de gaz naturel et d'ERDF publié par la CRE.

4.1 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.

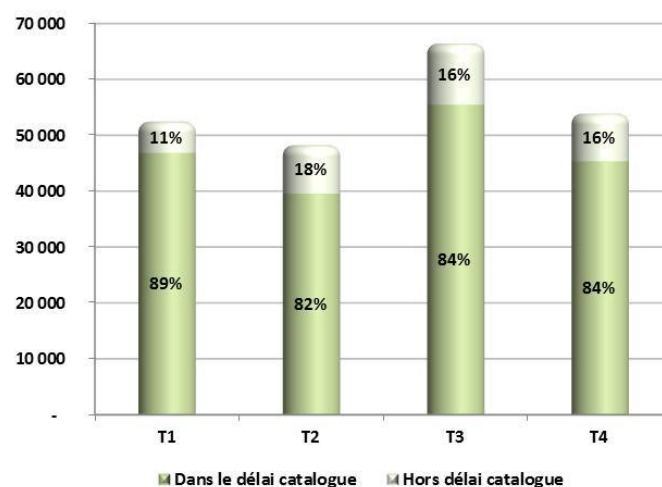
On constate que la qualité de service reste stable d'un trimestre à l'autre. La qualité des procédures de changement de fournisseur et de mise en service est très satisfaisante en 2011, avec plus de 99 % d'opérations réalisées dans les délais demandés pour la première, et plus de 85 % pour la seconde. Les chiffres restent satisfaisants pour la procédure de résiliation (en moyenne 73 % 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 73. Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2011



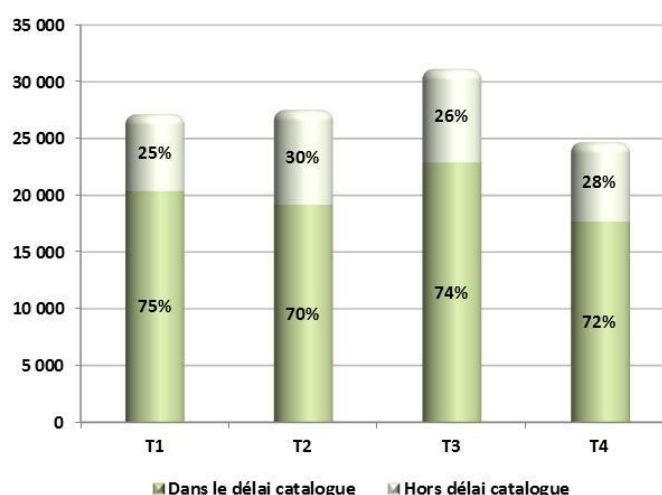
Source : ERDF – Analyse : CRE

Figure 74. Évolution des délais de mise en service sur installation existante sur 2011



Source : ERDF – Analyse : CRE

Figure 75. Évolution des délais de résiliation sur 2011



Source : ERDF – Analyse : CRE

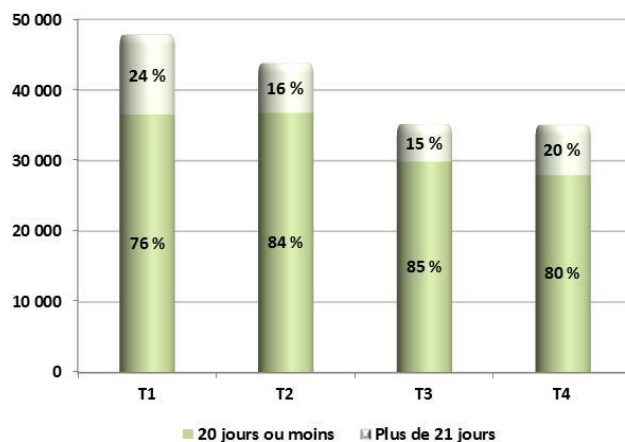
4.2 En gaz naturel

Les indicateurs suivants se limitent au périmètre de GrDF. Le délai catalogue pour une demande de changement de fournisseur est de 10 jours mais le critère de suivi retenu est la réalisation de l'acte en 20 jours ou moins car, en pratique, de nombreuses demandes sont faites dans un délai supérieur à 10 jours. Par ailleurs, la CRE est compétente pour établir les tarifs des prestations dites « annexes » des distributeurs de gaz naturel depuis le 1^{er} juin 2011 (date d'entrée en vigueur des articles

L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie), comme c'était déjà le cas pour l'électricité depuis 2009. Elle est notamment compétente pour fixer le prix de la prestation de coupure pour impayé en gaz naturel qu'elle a aligné sur celui de la même prestation en électricité, le réduisant ainsi de 80€ HT à 41€ HT environ.

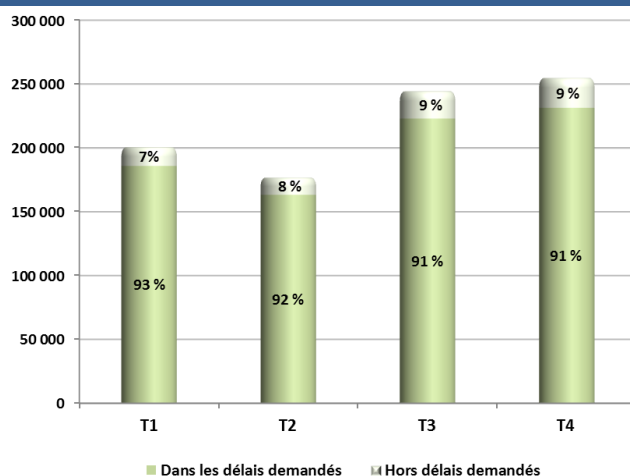
La réactivité du gestionnaire de réseau est satisfaisante à très satisfaisante, et assez stable dans le temps. Le pourcentage de retard est de 8,3 % lors des mises en service sur l'année 2011 et de 5,5 % lors des mises hors service.

Figure 76. Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2011



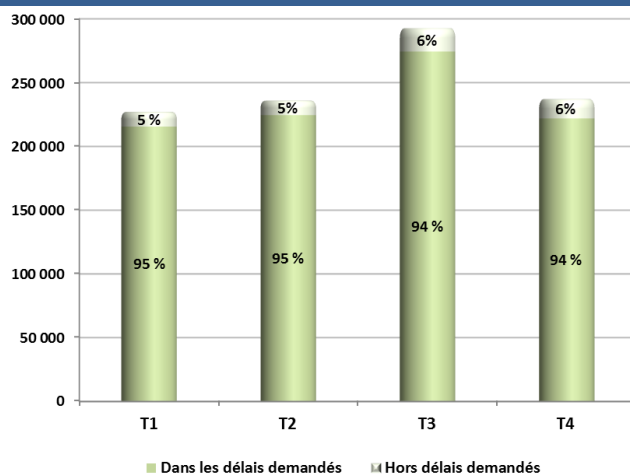
Source : GrDF – Analyse : CRE

Figure 77. Évolution des délais de mise en service avec déplacement d'agent sur 2011



Source : GrDF – Analyse : CRE

Figure 78. Évolution des délais de mise hors service sur 2011



Source : GrDF – Analyse : CRE



SECTION V - Mesures proposées

1. Propositions de mesures favorisant la transparence et le bon fonctionnement des marchés 114
2. Précisions et améliorations du dispositif ARENH 116

L'article L. 131-2 du code de l'énergie dispose que la CRE peut « *formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail* ». La présente section a pour objet de proposer des mesures en ce sens.

1. PROPOSITIONS DE MESURES FAVORISANT LA TRANSPARENCE ET LE BON FONCTIONNEMENT DES MARCHES

1.1 Une meilleure information des consommateurs sur le rôle des acteurs du marché est nécessaire

La CRE a déjà préconisé des actions pour améliorer l'information des consommateurs dans son rapport 2011 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. En particulier, la CRE a demandé aux gestionnaires de réseau de distribution concernés de lui transmettre un plan d'action permettant la disparition des facteurs de confusion entre gestionnaires de réseau et fournisseurs. La CRE considère également qu'il serait pertinent que soit renforcée la communication des GRD sur leurs missions de dépannage et celles liées au comptage. La valorisation de ces missions pourrait passer par une évolution de la présentation des factures d'électricité ou de gaz naturel et par une plus grande pédagogie des GRD sur les missions qu'ils réalisent au bénéfice des consommateurs⁵⁰.

La croissance de la notoriété et une meilleure compréhension par le grand public des missions des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel passent par une communication, une identité sociale et un logo distincts et doivent également être portées par la facture. Ainsi, la présentation des

factures d'électricité et de gaz naturel pourrait évoluer à l'avenir afin qu'au-delà du numéro de téléphone du service dépannage électricité ou gaz naturel, l'identité du GRD qui assure ce service soit également mentionnée.

Enfin, la CRE considère que les agents des GRD en contact avec la clientèle doivent être capables de donner systématiquement les informations minimales suivantes sur l'ouverture des marchés :

- libre choix du fournisseur d'énergie pour tout client ;
- gratuité du changement de fournisseur, dans un délai prescrit par le code de la consommation et les procédures en vigueur ;
- qualité de l'énergie et du comptage identiques quel que soit le fournisseur ;
- possibilité d'un retour au tarif réglementé de vente pour les clients en offre de marché qui peuvent en bénéficier, et conditions associées (cf. tableau 2 du présent rapport).

1.2 Des mouvements en structure et en niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz sont nécessaires

Évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité

Dans le cadre réglementaire actuel, et afin d'assurer une couverture des coûts du fournisseur EDF, la CRE recommande de procéder à des évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité différenciées entre les couleurs et options tarifaires. Une évolution en niveau et en structure doit notamment être effectuée

⁵⁰ Un nouvel arrêté facture a été pris par les Ministres le 18 avril 2012, à l'issue de diverses consultations qui ont commencé courant 2011. Il serait souhaitable que les mesures proposées par la CRE soient prises en compte à l'occasion de sa prochaine évolution.

pour les tarifs à effacement (EJP, Tempo), pour lesquels la couverture des coûts comptables d'EDF n'est pas assurée.

Afin d'assurer la contestabilité en moyenne, sur chaque couleur tarifaire, des tarifs réglementés de vente d'électricité, et de permettre ainsi un développement effectif de la concurrence sur tous les segments du marché de détail de l'électricité, la CRE recommande par ailleurs que les tarifs réglementés de vente d'électricité soient construits au plus vite par empilement du coût de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement sur le marché de gros, des coûts commerciaux et du TURPE, sans attendre l'échéance du 31 décembre 2015 prévue par le code de l'énergie. A cette fin, le décret précisant les modalités de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité par empilement des coûts, prévu par le code de l'énergie, devrait être publié dès l'année 2013 afin de servir de cadre réglementaire aux évolutions tarifaires suivantes.

Évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Afin d'assurer une couverture des coûts du fournisseur GDF Suez, la CRE recommande, outre les évolutions en niveau nécessaires, que des évolutions en structure des tarifs réglementés de vente Base et B0 soient effectuées afin de résorber la situation structurelle de non-couverture des coûts constatée sur ces deux tarifs.

1.3 Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les grands consommateurs devraient être supprimés

Compte tenu de la part de plus en plus réduite des tarifs réglementés dans la fourniture des clients industriels en gaz, signe d'une concurrence effective et efficace, la CRE considère que les tarifs réglementés de vente de gaz naturel B2S et au-delà devraient être supprimés.

2. PRECISIONS ET AMELIORATIONS DU DISPOSITIF ARENH

Plus d'un an après la mise en œuvre effective du dispositif ARENH, la CRE a pu en tirer certaines leçons, grâce aux retours des acteurs et à son expérience opérationnelle. Ce paragraphe recense les principales évolutions qu'elle juge utile d'examiner afin d'améliorer l'efficacité du dispositif.

2.1 Le délai entre le dépôt du dossier de demande d'ARENH et le début de la période de livraison pourrait être réduit

Le décret ARENH, dans sa rédaction actuelle, prévoit un délai de 45 jours entre la date de dépôt du dossier de demande d'ARENH par le fournisseur et le début de la période de livraison. Ceci a pour conséquence que les offres des fournisseurs alternatifs établies à partir d'un approvisionnement type ARENH et complément marché ne peuvent pas être proposées aux clients pendant cette période de 45 jours. EDF n'est pas soumise à cette contrainte.

Il serait souhaitable d'étudier les possibilités de réduction de ce délai, bien qu'elles soient nécessairement contraintes compte tenu du temps nécessaire aux calculs de la CRE, qui peut être réduit de cinq jours, à la souscription par les fournisseurs alternatifs des garanties bancaires et à la gestion du dispositif par la Caisse des dépôts et consignations, que la CRE examinera conjointement avec cette dernière.

2.2 La période de référence pour le calcul des volumes d'ARENH devrait être modifiée afin de mieux tenir compte des heures de faible consommation

Sur le fondement des analyses du paragraphe 2.2.1 de la section III du présent rapport, la CRE estime que la période de référence à retenir pour le calcul des volumes d'ARENH devrait (i) tenir compte des heures pleines d'été, qui correspondent également à des heures de faible consommation nationale et (ii)

continuer d'inclure, entre 2012 et 2015, les heures creuses d'hiver, afin d'une part de maintenir une incitation à consommer pendant celles-ci, et d'autre part de limiter les incitations à augmenter sa consommation pendant les heures de l'été.

2.3 Le principe de la clause de monotonie devrait être assoupli par l'introduction d'une tolérance

La clause de monotonie, définie dans le III de l'article 4 du décret, a pour objet d'éviter des optimisations infra-annuelles des demandes d'ARENH par les fournisseurs au détriment d'EDF. Les modalités d'application de cette clause, très contraignantes, sont critiquées par les fournisseurs au motif qu'elles limitent leur faculté de se développer commercialement.

Une évolution de cette clause de monotonie serait souhaitable pour permettre aux fournisseurs de disposer de plus de souplesse dans leurs offres, et de réagir face à des événements extérieurs et imprévisibles (crise économique, croissance de leur portefeuille, etc.) qui affectent les besoins en ARENH, en particulier dans le contexte économique actuel. Une tolérance pourrait ainsi être utilement introduite dans l'application de la clause de monotonie, permettant de réviser à la hausse ou à la baisse la demande d'ARENH dans les limites d'un pourcentage du volume total du portefeuille du fournisseur.

2.4 Les délais de paiement de la facture ARENH à EDF devraient être adaptés aux pratiques du marché

Le décret ARENH précise que les fournisseurs doivent payer leur facture d'ARENH avant le dernier jour du mois de livraison.

Il est important de relever que la question du délai de paiement est fortement liée à celle de la garantie bancaire, question qui sera abordée par la suite, cette dernière étant calculée en fonction du délai de paiement. En effet, plus le

décal est court, plus le risque de défaut de paiement porte sur une période courte de livraison, donc moins le montant de la garantie doit être élevé.

À ce titre, les positions des différents fournisseurs diffèrent quant au juste délai à choisir. Certains sont prêts à procéder au paiement de l'ARENH en début de mois afin de réduire considérablement le montant de leur garantie, quand d'autres souhaiteraient l'utilisation de délais plus couramment utilisés dans le secteur, comme un paiement le vingtième jour du mois M+1. La différence d'approche s'explique par la nature des garanties engagées par les fournisseurs, et par la différence de coût de garantie qui en découle.

La CRE propose en conséquence de réfléchir à l'introduction d'une certaine souplesse dans le décret, qui permettrait aux fournisseurs de choisir la date qui leur convient le mieux, en proposant, par exemple, deux dates de paiement possibles. La date retenue, parmi les possibilités offertes, figurerait alors dans l'accord-cadre signé avec EDF. Il sera toutefois nécessaire que la Caisse des dépôts et consignations continue d'effectuer le versement de l'intégralité des sommes à EDF au même moment, pour respecter les contraintes de confidentialité du dispositif.

2.5 La CRE envisage d'assouplir les dispositions de l'accord cadre ARENH relatives aux garanties bancaires

La CRE examine la possibilité de réduire à un semestre la durée de validité des garanties bancaires

La CRE s'efforce d'adapter au mieux le dispositif ARENH, pour les modalités dont elle est responsable, aux besoins opérationnels des acteurs. À cette fin, le mode de calcul de la garantie requise a déjà évolué depuis la mise en œuvre du dispositif, afin de ne pas créer de déséquilibres injustifiés entre les opérateurs alternatifs et EDF.

Telle qu'elle est aujourd'hui établie, la garantie bancaire est annuelle. Ainsi, un fournisseur faisant une demande d'ARENH au guichet de

janvier doit fournir une garantie pour l'année civile complète. Un tel système de garantie annuelle est cohérent avec la période de livraison des quantités d'ARENH, laquelle est également annuelle, et permet d'assurer la pleine effectivité de l'appel de la garantie telle que prévue par l'article 8 du décret n° 2011-466 du 28 avril 2001.

Toutefois, dans l'hypothèse où un fournisseur effectue une nouvelle demande au guichet de juillet suivant, il doit alors constituer une nouvelle garantie pour l'année glissante suivant le mois de juillet. Un fournisseur dans cette situation a donc souscrit inutilement une garantie bancaire d'une validité d'un an lors de sa première demande.

La durée de validité requise de la garantie bancaire pourrait être réduite à six mois afin de s'affranchir de ce surcoût.

S'agissant des fournisseurs qui ne modifieraient pas leurs demandes d'ARENH pour le second guichet de l'année en cours, ces derniers auraient simplement à renouveler leur garantie pour les six mois restants.

La CRE approfondira son analyse en concertation avec la Caisse des dépôts et consignations, en charge de la gestion et du contrôle des garanties bancaires et consultera les acteurs sur ce point au cours du premier semestre 2013.

La CRE examine la possibilité d'élargir la liste des organismes de notation des garants

Dans sa rédaction actuelle, l'accord cadre autorise seulement, en tant que garants, les entreprises dont les notations financières vérifient des conditions spécifiques chez les agences Moody's et Standard & Poor's.

Certains acteurs ont demandé un élargissement de la liste des organismes de notation. La CRE étudiera cette possibilité avec la Caisse des dépôts et consignations.

Une évolution du texte pourrait être envisagée afin d'accepter des garants disposant de notations de la part d'autres instituts que les agences de notations, mais de validité équiva-

lente (envisager, par exemple, les notations de la Banque de France).

2.6 Certaines dispositions de mise en œuvre du complément de prix devraient être revues

L'asymétrie engendrée par le complément de prix devrait être corrigée

Le principe de fonctionnement et les caractéristiques actuelles d'application du complément de prix introduisent une distorsion entre EDF et les fournisseurs alternatifs.

Un fournisseur alternatif est en effet dans l'impossibilité d'augmenter *ex post* sa demande d'ARENH dans le cas où sa demande initiale aurait été sous-évaluée. Ceci a pour conséquence qu'un fournisseur alternatif, qui établit sa demande d'ARENH en fonction d'une prévision de consommation de son portefeuille de clients, ne peut faire bénéficier son client, si celui-ci consomme finalement plus que prévu, du prix de l'ARENH pour la part additionnelle de sa consommation, excepté dans la marge de manœuvre offerte par le seuil de tolérance.

La politique commerciale d'EDF repose sur des offres dont le prix reflète le prix de l'ARENH et les prix du marché de gros, à l'image des offres proposées par les fournisseurs alternatifs bénéficiant de l'ARENH. En revanche, EDF n'est naturellement pas dans la même situation que celle des fournisseurs alternatifs exposée ci-dessus et peut, dans ses contrats de fourniture d'électricité, assurer à un client qu'il bénéficiera exactement du taux d'ARENH auquel lui donnera droit sa consommation réelle constatée *ex post*.

De la même façon, lorsque la consommation d'un client s'avère nettement inférieure à celle prévue *ex ante*, le fournisseur, assujéti au complément de prix CP2, se voit dans l'obligation de répercuter à son client ce terme de prix.

Sur ce point également, EDF est dans une situation très différente, puisqu'elle ne supporte pas de complément de prix CP2 et peut donc s'adapter à la consommation réelle de

ses clients, sans leur facturer de terme complémentaire.

Afin de pallier cette asymétrie, il pourrait être envisagé d'élargir la tolérance prévue par les textes, afin de permettre aux fournisseurs de surestimer leurs besoins prévisionnels dans des proportions adaptées aux incertitudes pesant sur la consommation des clients. Une telle évolution suppose préalablement des analyses quantitatives détaillées, se fondant notamment sur le retour d'expérience, afin de dimensionner précisément le niveau d'incertitude pesant sur les fournisseurs alternatifs.

Les cas d'adaptation du complément de prix CP2, trop restrictifs, devraient être élargis

Le décret ARENH prévoit d'adapter le calcul du CP2 pour un fournisseur dont certains des clients auraient subi des baisses de consommation imprévisibles. Deux cas de figure sont évoqués par le décret : la force majeure et la liquidation judiciaire.

En matière de liquidation judiciaire, le décret prévoit ainsi que « *le calcul du terme CP2 tient également compte [...] des cas de suspension de fourniture d'électricité à la suite de l'ouverture d'une procédure de liquidation judiciaire* ». Cette rédaction implique que l'adaptation du calcul pour liquidation judiciaire ne peut être invoquée que si le contrat de fourniture d'électricité est suspendu ou rompu. Une diminution brutale et importante des consommations d'électricité devrait pourtant pouvoir produire les mêmes effets. En effet, la « suspension » du contrat, seul cas retenu dans la rédaction actuelle du décret, est un cas extrême, les contrats d'électricité étant en général parmi les derniers rompus par un administrateur judiciaire. Dans la pratique, l'usage serait plutôt de conserver le contrat en vigueur, mais d'en réduire les consommations afin de ne couvrir que les usages basiques des sites, comme l'éclairage.

En conséquence, un client présentant des risques de faillite peut se voir exclu du marché concurrentiel, les fournisseurs alternatifs pouvant refuser de porter le risque de CP2 de ce client, risque qu'EDF ne porte pas.

Une évolution des conditions d'adaptation du calcul du CP2 devrait dès lors être envisagée.

Le foisonnement des compléments de prix devrait être autorisé pour des filiales de la même entité

Le calcul du complément de prix repose sur le principe du foisonnement des consommations au sein du portefeuille de clients d'un fournisseur. Ainsi, un fournisseur ne paye pas de complément de prix si l'écart entre la consommation prévisionnelle et la consommation constatée d'un client est compensé par un écart inverse sur un autre client de son portefeuille.

Des groupes disposant de plusieurs filiales de commercialisation en France souhaiteraient faire foisonner leurs portefeuilles de clients afin de limiter le risque prix, mais ne peuvent fusionner les portefeuilles facilement pour des raisons administratives. Pour leur permettre de foisonner leurs portefeuilles, le décret ARENH pourrait prévoir un foisonnement entre entités juridiquement liées. Cette extension serait conforme à l'esprit du décret actuel.

2.7 Le décret fixant la méthodologie de détermination du prix de l'ARENH devrait permettre de donner une visibilité sur son évolution pluriannuelle

L'article L. 337-15 du code de l'énergie prévoit qu'un décret en Conseil d'état identifie les éléments de coûts à prendre en compte et la méthodologie à retenir pour la détermination du prix de l'ARENH.

Il serait souhaitable que ce décret donne de la visibilité sur l'évolution pluriannuelle du prix de l'ARENH. L'absence de visibilité ajouterait en effet une incertitude rendant délicate la mise en œuvre de stratégies commerciales à moyen terme par les fournisseurs alternatifs.

Dans sa délibération du 5 mai 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012, la CRE explique, qu'en l'absence du décret, elle a dû, afin de rendre un avis motivé sur le projet d'arrêté soumis à son appréciation, établir la méthode d'identification et de comptabilisation des coûts qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Cette méthode de calcul consiste à :

- rembourser et rémunérer les capitaux immobilisés dans le parc nucléaire d'EDF au moyen d'une base d'actifs amortie sur la durée du dispositif au coût moyen pondéré du capital d'EDF ;
- rembourser les charges d'exploitation afférentes au parc nucléaire au fur et à mesure qu'elles sont constatées, sur la base d'une prévision et de la correction *ex post* de cette prévision ;
- prendre en compte les investissements de maintenance et de prolongation de la durée d'autorisation d'exploitation dans le prix de l'ARENH à mesure qu'ils sont engagés par EDF, sur la base d'une prévision et de la correction *ex post* de cette prévision.



SECTION VI - Annexes

1. Lexique.....	121
2. Table des graphiques	127
3. Table des tableaux	130

1. 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 compenser une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), une fois que la compensation des charges de service public de l'électricité a été effectuée (en pratique, la CSPE ne compense plus les charges liées au TaRTAM depuis 2009) ;

- 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.

(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.

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.

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.

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 soutenue, 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 : **ARTT** 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.

TaRTAM (tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché) : tarif spécifique mis en place le 1^{er} janvier 2007, qui a disparu lors de la mise en œuvre effective de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) le 1^{er} juillet 2011.

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 service 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
 - des changements de fournisseur, chez tous les fournisseurs, ayant lieu pendant cette année
 - 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 change-

ments 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).

2. TABLE DES GRAPHIQUES

Figure 1. Typologie des sites en électricité au 31 décembre 2011	12	Figure 15. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD.....	26
Figure 2. Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2011	14	Figure 16. Évolution de la répartition de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD.....	26
Figure 3. Fournisseurs nationaux d'électricité actifs au 31 décembre 2011.....	18	Figure 17. Évolution du nombre de sites en offre de marché sur le territoire des ELD.....	27
Figure 4. Répartition des offres en nombre de sites et en consommation.....	18	Figure 18. Évolution de la consommation annualisée en offre de marché sur le territoire des ELD (en GWh)	27
Figure 5. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011	19	Figure 19. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2011 ..	28
Figure 6. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011	19	Figure 20. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2011.....	29
Figure 7. Évolution du nombre de sites en offre de marché	20	Figure 21. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2011	29
Figure 8. Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh).....	21	Figure 22. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2011	30
Figure 9. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2011.....	22	Figure 23. Fournisseurs nationaux de gaz actifs au 31 décembre 2011	34
Figure 10. Évolution de la part de la consommation fournie par les fournisseurs alternatifs par type de site	23	Figure 24. Répartition des offres en nombre de sites et en volume.....	34
Figure 11. Répartition des offres de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels.....	24	Figure 25. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011	35
Figure 12. Répartition des offres de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010 sur le segment des petits sites non résidentiels	24	Figure 26. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011.....	35
Figure 13. Répartition des offres de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010 sur le segment résidentiel	25	Figure 27. Répartition des sites par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2011	37
Figure 14. Répartition des consommations par secteur d'activité pour les clients transport	25	Figure 28. Répartition des volumes fournis par type d'offre et par zone d'équilibrage au 31 décembre 2011	38
		Figure 29. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché.....	39

- Figure 30. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché (en TWh).....39
- Figure 31. Répartition des ventes de GDF Suez aux tarifs réglementés de vente en distribution publique en 201140
- Figure 32. Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs selon l'option tarifaire.....41
- Figure 33. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport42
- Figure 34. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution42
- Figure 35. Répartition des offres de marché des expéditeurs finals à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010, sur le segment des clients résidentiels43
- Figure 36. Répartition des consommations par secteur d'activité à fin 2011.....44
- Figure 37. Évolution de la répartition des sites par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD44
- Figure 38. Évolution de la consommation par type d'offre entre 2010 et 2011 sur le territoire des ELD45
- Figure 39. Évolution du nombre de sites fournis en offre de marché sur le territoire des ELD.....45
- Figure 40. Évolution de la consommation annualisée fournie en offre de marché sur le territoire des ELD (en TWh)46
- Figure 41. Évolution du nombre de mises en service par trimestre sur l'année 2011 ...47
- Figure 42. Évolution du nombre de changements de fournisseur sur l'année 2011.....47
- Figure 43. Évolution du démarchage net par trimestre sur l'année 2011 48
- Figure 44. Évolution des ventes brutes par trimestre sur l'année 2011 48
- Figure 45. Évolution des ventes nettes par trimestre sur l'année 2011 49
- Figure 46. Schéma du principe du contrôle *ex post*..... 56
- Figure 47. Schéma récapitulatif de la procédure de demande d'ARENH 57
- Figure 48. Répartition des heures creuses ARENH pendant l'année et sur une semaine 58
- Figure 49. Volume d'ARENH livré par semestre sur la période 1^{er} juillet 2011 – 30 juin 2012 61
- Figure 50. Calendrier de remise en concurrence des concessions hydroélectriques (puissances en GW).. 68
- Figure 51. Calendrier de l'instruction du renouvellement par concession 69
- Figure 52. Centrales CCG en activité et en construction en France 70
- Figure 53. Composantes théoriques d'une facture HT aux tarifs réglementés 75
- Figure 54. Composantes des factures TTC en vigueur et théorique aux tarifs bleus..... 76
- Figure 55. Poids des énergies renouvelables soutenues dans la part énergie de la facture au tarif bleu comparé à leur poids dans le volume de consommation France en 2012..... 77
- Figure 56. Couverture des coûts par tarif bleu, jaune et vert au 1^{er} août 2012..... 77
- Figure 57. Couverture des coûts par les tarifs bleus par option, au 1^{er} août 2012..... 78
- Figure 58. Couverture des coûts par les tarifs jaunes et verts par option, au 1^{er} août 2012 78

Figure 59. Évolution de la marge nette d'une ELD de type national s'approvisionnant au tarif de cession	79	client se chauffant au gaz pour GDF Suez (niveaux de prix min et max) et les différentes ELD	98
Figure 60. Estimation de l'évolution de 2013 à 2017 des volumes de production des ENR bénéficiant d'un dispositif de soutien et des surcoûts associés	85	Figure 70. Comparaison au 31 décembre 2011 des factures TTC d'un client se chauffant au gaz pour GDF Suez et les différentes ELD à coûts de distribution et niveau de prix équivalents	98
Figure 61. Évolution prévisionnelle à 2017 du tarif bleu CSPE incluse, en euros courants	87	Figure 71. Répartition des coûts de fourniture, en 2011, d'un client au tarif B1 de profil P12 et résidant à Paris, selon les sources d'approvisionnement, hors coûts commerciaux	100
Figure 62. Évolution prévisionnelle des prix HT à 2017 pour les clients au tarif jaune, CSPE incluse, en euros courants	87	Figure 72. Comparaison des offres de détail de gaz naturel les plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour deux types de clients	101
Figure 63. Évolution prévisionnelle des prix HT à 2017 pour les clients au tarif vert, hors CSPE, en euros courants	88	Figure 73. Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2011	110
Figure 64. Comparaison des offres de détail d'électricité les plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour deux types de clients	91	Figure 74. Évolution des délais de mise en service sur installation existante sur 2011	111
Figure 65. Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au 1 ^{er} octobre 2012	95	Figure 75. Évolution des délais de résiliation sur 2011	111
Figure 66. Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au 1 ^{er} janvier 2013	95	Figure 76. Évolution des délais de changement de fournisseur sur 2011	112
Figure 67. Couverture des coûts par tarif au 31 décembre 2011	96	Figure 77. Évolution des délais de mise en service avec déplacement d'agent sur 2011	112
Figure 68. Couverture des coûts par tarifs au 1 ^{er} janvier 2013	97	Figure 78. Évolution des délais de mise hors service sur 2011	112
Figure 69. Comparaison au 31 décembre 2011 des factures toutes taxes comprises d'un			

3. TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1. Segments de clientèle en électricité	11	Tableau 17. Puissance pour laquelle l'énergie produite fait l'objet d'une facturation dans le cadre de l'obligation d'achat au cours de l'année considérée.....	73
Tableau 2. Droit aux tarifs réglementés pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA.....	13	Tableau 18. Coûts moyens d'achat par filière en €/MWh courants.....	73
Tableau 3. Taux de rotation en électricité de 2008 à 2011	30	Tableau 19. Montant des frais supportés par un fournisseur	81
Tableau 4. Segments tarifaires des consommateurs raccordés au réseau de distribution	41	Tableau 20. Volumes échangés en 2011 sur EEX par type de produit (non exhaustif)	82
Tableau 5. Taux de rotation en gaz de 2008 à 2011.....	49	Tableau 21. Hausse à effectuer sur le tarif réglementé de vente pour assurer sa contestabilité en moyenne sur les années 2011 et 2012.....	83
Tableau 6. Droit d'ARENH par profil pour les tarifs bleus	59	Tableau 22. Hypothèses de hausse du TURPE en € courants de 2013 à 2017	84
Tableau 7. Droit d'ARENH par profil pour les tarifs jaunes	59	Tableau 23. Évolution des charges de service public de l'électricité prévisionnelles au titre des années 2013 à 2017	85
Tableau 8. Droit d'ARENH par profil pour les tarifs verts	59	Tableau 24. Évolution prévisionnelle des charges de service public de l'électricité (2013 à 2017)	86
Tableau 9. Comparaison des quantités d'ARENH <i>ex ante</i> et <i>ex post</i> en MW et TWh.....	62	Tableau 25. Impact de la transition TaRTAM → ARENH (€/MWh)	88
Tableau 10. Dispersion des « sur-souscriptions »	62	Tableau 26. Hausse de la part énergie entre 2012 et 2015 par secteur d'activité.....	89
Tableau 11. Impact financier du complément de prix par catégorie de consommateurs	62		
Tableau 12. Prix de l'énergie dans le cadre des AOF	63		
Tableau 13. Termes reflétant les coûts de production du parc d'EDF.....	63		
Tableau 14. Moyens de production du parc français au 31 décembre 2011.....	65		
Tableau 15. Répartition des moyens de production par filière et exploitant	65		
Tableau 16. Répartition des centrales hydroélectriques entre les différents opérateurs	67		



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr

ISSN en cours