

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juillet 2013 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN-BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA, Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, pour avis, le 15 juillet 2013, par le ministre de l'économie et des finances et le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, d'un projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, conformément au code de l'énergie et au décret n° 2009-975 du 12 août 2009, pour une entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013.

Elle a reçu, le 24 juillet 2013, une saisine rectificative prenant en compte certains amendements du Conseil Supérieur de l'Énergie ainsi qu'un amendement du gouvernement.

À titre liminaire, la CRE rappelle que, en application des dispositions de l'article 6 du décret du 12 août 2009, « *l'avis motivé de la commission [de régulation de l'énergie] est adressé aux ministres dans le mois qui suit la réception de ce projet. Ce délai peut être porté à deux mois à la demande de la commission.* » Elle déplore les délais très brefs dans lesquels elle a été saisie, s'agissant au surplus d'un texte comportant des mouvements tarifaires en structure.

Le projet d'arrêté consolidé prévoit une évolution des tarifs réglementés de vente hors taxes de l'électricité applicables par Électricité de France (EDF) et les entreprises locales de distribution (ELD) conformément aux barèmes figurant en annexe.

La hausse moyenne envisagée s'élève à 5 % pour les tarifs bleus résidentiels et pour les tarifs bleus professionnels et 2,7 % pour les tarifs jaunes. Les tarifs verts présentent une évolution moyenne nulle.

L'évolution en niveau des tarifs réglementés s'accompagne d'évolutions de la structure des tarifs, sur l'ensemble des couleurs tarifaires.

Le projet d'arrêté prévoit enfin une nouvelle évolution moyenne des tarifs réglementés de vente bleus à compter du 1<sup>er</sup> août 2014, à hauteur de 5 %. Le niveau de cette évolution pourra néanmoins être ajusté « *en fonction de l'évolution effective des coûts sur la période tarifaire concernée* ».

Pour élaborer son avis, la CRE a auditionné les administrations concernées, les acteurs de marché et des associations de consommateurs.

## 1. Contexte

### **1.1. L'élaboration des tarifs réglementés de vente doit respecter les principes de couverture des coûts<sup>1</sup> et de convergence progressive vers une situation de contestabilité de ces tarifs**

L'article L.337-5 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.* »

L'article 3 du décret n°2009-75 du 12 août 2009 dispose que les tarifs réglementés sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable<sup>2</sup>.

L'adoption de la loi portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) du 7 décembre 2010 et l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie, n'ont eu, ni pour objet, ni pour effet, de remettre en cause la légalité du décret du 12 août 2009 précité, qui demeure en vigueur.

Il en résulte que les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent être appréciés à l'aune du principe de couverture des coûts précédemment mentionné, et doivent donc *a minima* couvrir les coûts de production comptables des opérateurs historiques.

Au surplus, ainsi que l'a souligné l'Autorité de la concurrence à l'occasion de son avis n° 09-A-43 du 27 juillet 2009, le non-respect d'un tel principe conduirait, dans un marché complètement ouvert à la concurrence, à fausser le jeu de la concurrence en créant une barrière à l'entrée des nouveaux opérateurs.

Dans sa décision du 24 avril 2013 relative à l'arrêté tarifaire du 28 juin 2011 qui fixait les tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011, le Conseil d'État a considéré qu'il incombait « *aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie [...] de répercuter dans les tarifs qu'ils fixent, de façon périodique, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts moyens complets de l'électricité distribuée par Electricité de France et les entreprises locales de distribution* » et qu'il appartenait aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, pour satisfaire à ces obligations, et pour

---

<sup>1</sup> Rappel des textes en vigueur se rapportant aux tarifs réglementés de vente d'électricité :

L'article L. 337-5 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures en fonction des coûts liés à ces fournitures ».

L'article L. 337-6 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 ».

Il prévoit également que « sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée ».

L'article 3 du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 prévoit que : « La part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture qui sont établies de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent pour fournir leurs clients Électricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, ainsi qu'une marge raisonnable.

La part correspondant à l'acheminement est déterminée en fonction du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur applicable à l'option ou à la version concernée. La part correspondant à la fourniture couvre les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation supportés par Électricité de France et les distributeurs non nationalisés pour fournir les clients ayant souscrit à cette option ou version. »

<sup>2</sup> Dans l'analyse tarifaire menée par la CRE, aucune marge n'est introduite pour l'activité de commercialisation.

chaque tarif, « *premièrement, de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs afférents à la fourniture de l'électricité à ce tarif, tels qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur la période tarifaire à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à cette même date, et troisièmement, d'ajuster le tarif s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarif et coûts, du fait d'une surévaluation ou d'une sous-évaluation du tarif, au moins au cours de la période tarifaire écoulée* ».

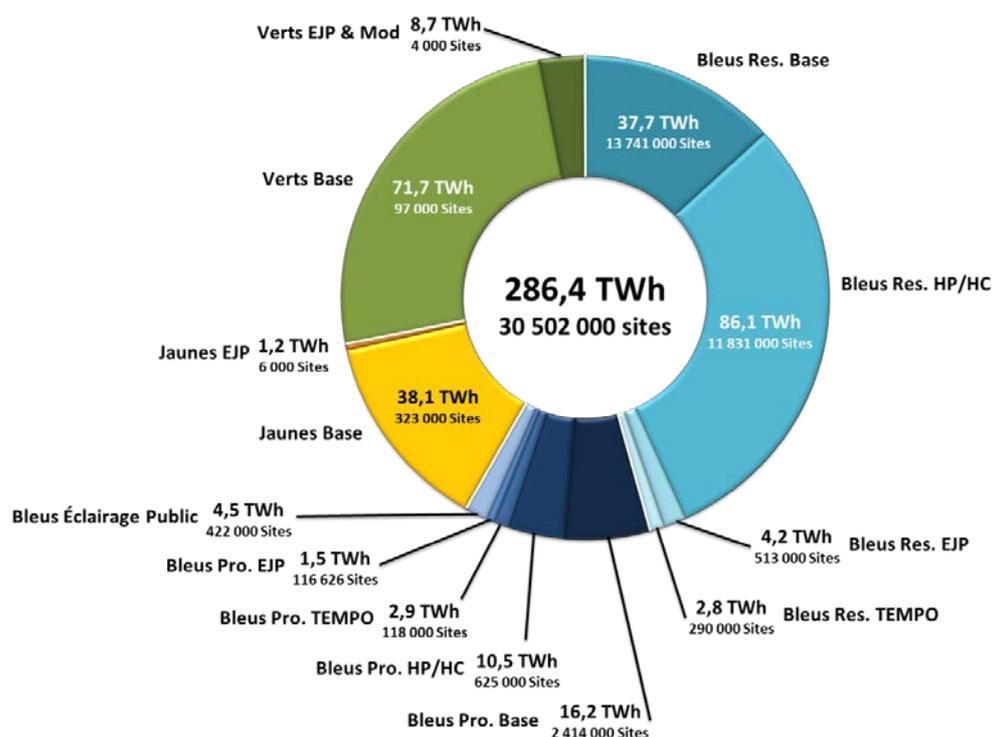
En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente doivent, en outre, progressivement, et au plus tard fin 2015, converger vers une construction par empilement du prix de l'ARENH, du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une rémunération normale. Cette construction correspond à la façon dont un fournisseur alternatif d'électricité peut construire ses offres de marché, compte-tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Comme l'a relevé le Conseil d'État dans la décision précitée, les tarifs réglementés de vente doivent ainsi converger progressivement vers une situation où ils seront, par construction, contestables, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés par les fournisseurs alternatifs.

### 1.2. Panorama des sites fournis aux tarifs réglementés de vente

Au 31 mars 2013, 93 % des sites résidentiels (92 % en volume) et 87 % des sites non résidentiels (55 % en volume) étaient fournis aux tarifs réglementés de vente.

Le nombre de sites par tarif et les volumes correspondants sont donnés dans le graphique ci-dessous, pour les sites fournis par EDF aux tarifs réglementés de vente :

Figure 1 : Répartition des volumes d'électricité et des sites aux tarifs réglementés de vente selon la couleur et l'option tarifaire, à température normale, en 2012



Source : calculs CRE sur la base de données EDF

### 1.3. Évolution des prix de l'électricité en euros constants sur les 10 dernières années

Le tableau ci-après présente, en euros courants et en euros constants, l'évolution cumulée des tarifs sur les dix dernières années, par couleur tarifaire, hors et y compris le mouvement envisagé pour 2013.

Tableau 1 : Évolution des tarifs sur les dix dernières années

	Sur la période 2002-2012		Avec le mouvement 2013	
	En € courants	En € constants	En € courants	En € constants
Bleus résidentiels	+ 12 %	- 8 %	+ 18 %	- 3 %
Bleus professionnels	+ 13 %	- 7 %	+ 19 %	- 3 %
Jaunes	+ 22 %	+ 1 %	+ 25 %	+ 4 %
Verts	+ 24 %	+ 3 %	+ 24 %	+ 3 %

Source : calculs CRE sur la base de données CRE et INSEE

## 2. Barèmes tarifaires envisagés

### 2.1. Évolution en structure

La mise en œuvre de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité, prévue par les dispositions de la loi du 10 février 2000, a nécessité la séparation des activités de transport et de distribution de l'électricité des activités de production avec, par voie de conséquence, l'entrée en vigueur d'un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), dont le niveau comme la structure étaient significativement différents des parts transport et distribution du tarif intégré.

Ces évolutions du TURPE auraient dû être mécaniquement répercutées dans la structure des tarifs réglementés de vente, à l'occasion des arrêtés tarifaires pris par le gouvernement après son entrée en vigueur. L'absence d'une telle répercussion a occasionné l'apparition de trappes tarifaires, c'est-à-dire de situations où la part production d'un tarif, obtenue par déduction de ces tarifs intégrés du TURPE en vigueur et des coûts commerciaux, est significativement inférieure à la part production permettant de couvrir les coûts de production.

L'évolution en structure envisagée à l'occasion de ce mouvement, qui s'inscrit dans la continuité des évolutions en structure engagées lors du mouvement du 15 août 2009, doit permettre d'éliminer la plupart des trappes tarifaires profondes<sup>3</sup> et des situations où la part production est négative.

### 2.2. Évolution en niveau

Le mouvement tarifaire envisagé correspond à une augmentation moyenne des tarifs réglementés de vente<sup>4</sup> de 4,9 €/MWh pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels, 2,3 €/MWh pour les tarifs jaunes et aucune augmentation pour les tarifs verts.

<sup>3</sup> Trappe profonde : Part production = Prix tarif intégré – TURPE – coûts de commercialisation inférieure à 30 €/MWh

<sup>4</sup> Les tarifs réglementés de vente s'entendent hors toutes taxes.

**Tableau 2 : Tarifs réglementés de vente moyens à ce jour, après le mouvement envisagé**

€/MWh	En vigueur	Envisagé
Bleus résidentiels	96,7	101,6
Bleus non résidentiels	97,4	102,3
Jaunes	86,0	88,3
Verts	65,0	65,0

Source : calculs CRE sur la base de données EDF

L'évolution du TURPE envisagée au 1<sup>er</sup> août 2013 entrainera une baisse du niveau moyen du tarif d'acheminement pour l'ensemble des clients aux tarifs réglementés de vente. En conséquence, cette diminution vient en déduction de l'impact à la hausse des coûts de production et des coûts commerciaux dans l'étude de la couverture des coûts par les tarifs réglementés réalisée par la CRE<sup>5</sup>.

**Tableau 3 : Évolution envisagée des tarifs réglementés et évolution du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2013**

€/MWh	Bleus résidentiel	Bleus non résidentiel	Jaunes	Verts
Hausse moyenne du tarif réglementé de vente proposée par le Gouvernement pour le 1 <sup>er</sup> août 2013	4,8	4,9	2,3	0,0
Part attribuable à l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (transport et distribution)	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1

Source : calculs CRE sur la base de données EDF

### 3. Analyse de l'évolution en structure des tarifs réglementés de vente

#### 3.1. Généralités

L'analyse de l'évolution en structure des tarifs réglementés de vente porte sur la part énergie, évaluée en retranchant au tarif réglementé de vente intégré :

- la part acheminement des tarifs réglementés de vente envisagés, qui correspond au TURPE en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013 (TURPE dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2013, pour les clients raccordés au réseau de distribution, et TURPE HTB), dans ses composantes fixes et variables (abonnement et part variable) ;
- les coûts commerciaux, répartis à égalité entre abonnement et part variable<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> août 2011 (TURPE 3) évolue au 1<sup>er</sup> août 2013. La CRE a rendu publique sur son site internet sa délibération du 24 mai 2012, qui prévoit une augmentation moyenne de ce tarif au 1<sup>er</sup> août 2012 : + 1,8 % pour les sites raccordés au réseau public de distribution d'électricité, + 2,79 % pour les sites raccordés au réseau public de transport d'électricité.

<sup>6</sup> Dans le cas du mouvement tarifaire étudié, le calcul de soustraction des coûts commerciaux est spécifique aux tarifs résidentiels de petite puissance (3 kVA et 6 kVA) conformément aux dispositions précisées au paragraphe 3.2 du présent avis.

Les tarifs réglementés de vente doivent être construits de façon à refléter la « structure tarifaire cible », établie selon la méthode du parc adapté décrite dans la section 2 du Rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF, publié par la CRE le 4 juin 2013.

Pour chaque tarif, option et puissance, il est possible de décomposer la part énergie en un « ruban implicite » (correspondant au coût de la puissance moyenne si celle-ci était uniformément appelée sur l'année) et un « facteur de forme » traduisant la déformation de la courbe de charge par rapport au ruban. Théoriquement, le ruban implicite se calcule en divisant la part production par  $1 + ff$ , où  $ff$  est le coefficient de forme<sup>7</sup>, qui dépend du tarif, de l'option et de la puissance considérés. Le facteur de forme se déduit ensuite en retranchant à la part production la valeur du ruban. Le facteur de forme est généralement positif mais, dans certains cas particuliers (comme l'option EJP ou l'éclairage public), il peut être négatif.

L'analyse de la valeur du ruban implicite permet d'apprécier la qualité et l'homogénéité de la structure tarifaire. En effet, lorsque la cible tarifaire est atteinte, tous les rubans implicites sont par construction égaux entre eux. L'écart de coût entre les différents tarifs/options/puissances est alors uniquement porté par les différents facteurs de forme.

L'analyse du mouvement tarifaire en structure envisagé dans le cadre du projet d'arrêté montre que la structure tarifaire cible est atteinte pour certains tarifs/options, alors que pour d'autres, une partie seulement de l'évolution nécessaire est réalisée ; elle devra donc se poursuivre lors d'un prochain mouvement. Dans l'ensemble, la part production des tarifs se rapproche néanmoins significativement de la structure cible.

L'évolution spécifique en structure envisagée sur les tarifs bleus résidentiels de petite puissance (3 kVA et 6 kVA) intègre d'autres contraintes et ne répond pas directement à la logique de convergence vers la structure cible. Dans le cas particulier de ces tarifs, l'évolution en structure affecte la part commercialisation en plus de la part énergie, avec des conséquences étudiées dans le paragraphe 3.3 ci-après.

## **3.2. Principales évolutions et tendances**

### **3.2.1. Tarifs bleus résidentiels**

La hausse en niveau envisagée sur les tarifs bleus résidentiels, de +5,0 % en moyenne, affecte de façon différenciée chacune des options tarifaires.

Si la plupart des options sont augmentées identiquement, avec une hausse proche de la hausse moyenne du segment résidentiel (+4,9 %), l'option TEMPO fait l'objet d'un traitement spécifique et augmente de 8,0 %<sup>8</sup>. Cette hausse significative traduit un réajustement permettant d'améliorer la couverture des coûts pour cette option, en situation récurrente de trappe tarifaire. La CRE rappelait à cet égard, dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de janvier 2013, que son niveau de sous-couverture des coûts était de 14,8 % et demandait, dans le cadre d'une logique de développement des effacements de consommation, un ajustement en niveau et en structure.

Les grilles des tarifs bleus résidentiels font également l'objet d'une harmonisation des parts variables, qui, pour une option tarifaire donnée, ne dépendent désormais plus de la puissance souscrite.

---

<sup>7</sup> Le coefficient de forme est directement issu de la structure tarifaire cible calculée par la méthode du parc adapté. Il reflète le coût théorique de la forme d'un client dans une structure tarifaire optimale.

<sup>8</sup> Cette évolution du niveau des tarifs bleus résidentiels « TEMPO » n'affecte pas la structure du tarif : les ratios entre les différents postes tarifaires (Jour bleu HP/HC, Jour blanc HP/HC, Jour rouge HP/HC) restent inchangés.

Par ailleurs, à l'issue du mouvement envisagé, les rubans implicites des différentes options tarifaires du segment bleu résidentiel ne sont pas égaux. Les rubans BASE et TEMPO s'éloignent de la moyenne (respectivement en situation de sur-calage et de sous-calage en structure). Quant aux rubans implicites des différentes puissances souscrites au sein d'une même option tarifaire, ils sont désormais très significativement dispersés (cf. paragraphe 3.2.5) et, de manière générale, plus faibles pour les petites puissances souscrites (3 kVA et 6 kVA) et plus élevés pour les grandes puissances souscrites (> 18kVA). Il devra être remédié à cette situation lors des prochains mouvements tarifaires.

### 3.2.2. Tarifs bleus non résidentiels

La hausse en niveau envisagée, de +5,0 % en moyenne, est différenciée par option tarifaire. L'option BASE augmente de +4,0 % pendant que l'option HP/HC augmente de +6,1 %. Les options TEMPO et EJP, toutes deux en extinction, augmentent quant à elles respectivement de +7,8 % et de +3,2 %. Les mouvements en structure envisagés permettent d'atteindre la structure cible pour l'ensemble des options tarifaires. La CRE a pu vérifier l'égalité des rubans implicites de chacune de ces options (cf. paragraphe 3.2.5).

### 3.2.3. Tarifs jaunes

La hausse envisagée, de +2,7 % en moyenne, est différenciée par option tarifaire. Les tarifs en option BASE et EJP augmentent respectivement de +2,6 % et de +9,2 %. Les mouvements en structure envisagés permettent d'atteindre la structure cible pour l'ensemble des options tarifaires, comme en atteste l'égalité des rubans implicites sur cette couleur (cf. paragraphe 3.2.5).

### 3.2.4. Tarifs verts

L'évolution moyenne des tarifs verts, globalement nulle sur le mouvement envisagé, cache toutefois des disparités par option, comme le montre le tableau ci-après.

**Tableau 4 : Mouvements envisagés sur les différentes options des tarifs verts**

<b>OPTION</b>	<b>Mouvement envisagé</b>
A5 BASE	- 0,6 %
A8 BASE	- 1,7 %
A Modulable	- 0,5 %
A5 EJP	+ 6,5 %
A8 EJP	+ 7,6 %
B&C BASE	- 0,1 %
B&C EJP	+ 3,0 %

*Source : calculs CRE*

Un tiers du mouvement nécessaire en structure pour atteindre la cible tarifaire est prévu pour les tarifs verts B&C en option EJP. À l'issue du mouvement, les rubans implicites ne sont pas égaux pour la petite dizaine de très gros clients bénéficiant encore de ce tarif.

Pour les tarifs verts A et les autres options des tarifs verts B&C, le mouvement envisagé permet d'atteindre la cible tarifaire en une seule fois, comme en atteste l'égalité des différentes parts ruban.

### 3.2.5. Ruban implicite des tarifs à l'issue du mouvement envisagé

Le tableau 5 ci-après illustre la disparité des rubans implicites des options tarifaires des tarifs bleus résidentiels et l'égalité des rubans implicites des autres options tarifaires (à l'exception de l'option du tarif Vert B&C EJP).

**Tableau 5 : Synthèse des rubans implicites pour les tarifs, classés par couleur et option**

	Option	Ruban implicite (en €/MWh)
<b>Tarifs bleus résidentiels</b>	BASE	37,9
	HP/HC	34,4
	EJP	35,7
	TEMPO	31,9
	Moyenne	<b>35,4</b>
<b>Tarifs bleus professionnels</b>	BASE	40,7
	HP/HC	40,7
	EJP	40,7
	TEMPO	40,7
	EP	40,7
	Moyenne	<b>40,7</b>
<b>Tarifs jaunes</b>	BASE	39,7
	EJP	39,7
	Moyenne	<b>39,7</b>
<b>Tarifs verts</b>	A5 BASE	38,4
	A8 BASE	38,4
	A Modulable	38,4
	A5 EJP	38,4
	A8 EJP	38,4
	B&C BASE	38,4
	B&C EJP	35,6
	Moyenne	<b>38,4</b>
<b>Moyenne trois couleurs</b>		<b>37,5</b>

Source : calculs CRE sur la base de données EDF

### 3.3. Cas particuliers des tarifs bleus résidentiels 3 kVA BASE, 6 kVA BASE et 6 kVA HP/HC

Dans son communiqué de presse du 8 juillet 2013, le gouvernement indiquait qu'il souhaitait « rendre moins cher le kilowattheure pour plusieurs millions de petits consommateurs », avec pour conséquence la réalisation d'un mouvement spécifique sur les options tarifaires bleus résidentiels 3 kVA BASE, 6 kVA BASE et 6 kVA HP/HC se traduisant par un niveau de l'abonnement de ces options significativement inférieur à l'abonnement résultant de la structure tarifaire cible. Cette disposition concerne 17 millions de sites.

Le mouvement envisagé consiste essentiellement à réaffecter tout ou partie des coûts fixes de commercialisation spécifiques à ces tarifs à la part variable de l'ensemble des autres tarifs composant l'option tarifaire.

À cet égard, à titre liminaire, la CRE rappelle que, lors du mouvement en structure des tarifs réglementés de vente d'électricité d'août 2009, un mouvement tarifaire similaire avait été réalisé, la part fixe de la part production de l'ensemble des tarifs bleus (résidentiels et professionnels) ayant été réaffectée à la part variable du tarif afin d'encourager la maîtrise de la demande d'électricité. À cette occasion, dans le cadre de son avis, la CRE avait émis des réserves quant à ce choix de construction tarifaire, ces évolutions n'allant pas dans le sens de la grille tarifaire cible recherchée.

Les mêmes réserves s'appliquent à cette baisse de l'abonnement pour les petites puissances des tarifs bleus résidentiels. Au surplus, les coûts commerciaux sont, tout particulièrement pour les tarifs Bleus, essentiellement des coûts fixes.

### 3.3.1. Cas des tarifs bleus résidentiels en option 3 kVA BASE

Le mouvement envisagé prévoit que la totalité des coûts fixes de commercialisation correspondant à l'option tarifaire 3 kVA BASE soient réaffectés de la part fixe du tarif vers la part variable de l'ensemble des puissances souscrites de l'option tarifaire BASE. Ce faisant, la part fixe du tarif 3 kVA BASE ne reflète plus que la part fixe du TURPE.

Un tel mouvement permet de baisser la facture de 86 % des clients ayant souscrit l'option tarifaire 3 kVA BASE, 30 % d'entre eux ayant une baisse de facture de plus de 10 %.

Ce résultat, qui va dans le sens recherché par les pouvoirs publics, est toutefois à mettre en parallèle avec la caractérisation des clients ayant souscrit l'option tarifaire 3 kVA BASE. En effet :

- 30 % des sites de cette option tarifaire ont une consommation annuelle d'électricité comprise entre 10 et 550 kWh par an, qui semble plutôt correspondre à des usages très spécifiques, comme l'alimentation des portes de garage. Ces sites enregistreront une baisse de facture de 17 %.
- 21 % des sites de cette option tarifaire ont une consommation annuelle d'électricité comprise entre 550 et 1050 kWh par an, niveau de consommation qui correspond essentiellement à des résidences secondaires, pour lesquelles il s'agit d'une consommation typique. Ces sites enregistreront une baisse de facture de 7 %.
- 49 % des sites ont une consommation au-delà de 1050 kWh par an. Ils connaîtront une hausse moyenne de leur facture d'environ 2 %<sup>9</sup>. C'est pourtant dans cette catégorie de consommation qu'il est le plus probable de trouver des consommateurs faisant un usage de l'électricité pour leur résidence principale (petits logements, notamment ceux disposant d'un chauffage au gaz).

### 3.3.2. Cas des tarifs bleus résidentiels en option 6 kVA BASE et 6 kVA HP/HC

Le mouvement prévoit que seuls 30 % des coûts fixes de commercialisation sont affectés à la part fixe du tarif, le reliquat étant réaffecté aux coûts variables de l'ensemble des puissances souscrites de cette option tarifaire. Ce mouvement n'entraîne pas de variation significative de la facture des clients.

---

<sup>9</sup> Plus précisément, 37% des consommateurs de cette catégorie de consommation ont une baisse de facture comprise entre -5% et 0 % ; 13 % ont une augmentation de leur facture comprise entre 0 et 5 %.

Le mouvement envisagé en structure pour les consommateurs en option BASE et HP/HC en 6 kVA atténue l'effet du mouvement en niveau envisagé pour ces clients. Respectivement 99 % et 92 % des clients de ces options connaîtront une hausse moyenne comprise entre 0 et +5 %.

### 3.3.3. Conclusions

Le mouvement envisagé pour les tarifs bleus 3 kVA BASE semble montrer que l'objectif social affiché par les pouvoirs publics n'est pas partiellement atteint, en ce qu'il abaisse la facture des petits sites de consommation qui ne sont pas nécessairement des consommateurs à faible revenu. Des analyses complémentaires sur la caractérisation précise des consommateurs ciblés par cette mesure seraient nécessaires afin de mieux appréhender la nature des bénéficiaires et ainsi accroître les chances d'atteindre l'objectif recherché.

Le mouvement envisagé sur les tarifs bleus 6 kVA BASE et 6 kVA HP/HC a pour effet de limiter l'ampleur de la hausse des factures pour ces consommateurs.

Pour les tarifs bleus résidentiels en options 3 kVA BASE, 6 kVA BASE et 6 kVA HP/HC, près de deux millions de sites connaîtront une baisse de leur facture et la très grande majorité des 17 millions de sites de ces options subira une augmentation inférieure à la hausse moyenne de 5 %.

### 3.4. Caractérisation des incitations tarifaires du mouvement

L'analyse porte ici sur les clients fournis aux tarifs bleus. Elle consiste à quantifier et à comparer l'attractivité des différentes options du tarif réglementé auprès des clients avant et après le mouvement tarifaire envisagé. Elle vise à mettre en évidence l'incitation envoyée aux consommateurs à changer d'option tarifaire, notamment entre les options BASE, HP/HC et TEMPO. Elle vise également à déterminer si le signal tarifaire remplit bien son objectif d'inciter les consommateurs à faire évoluer leur comportement de consommation. Les analyses menées ici sont à mettre en parallèle avec le prix de la prestation de changement de compteur d'ERDF qui est de l'ordre de 50€<sup>10</sup>, à la charge du consommateur, et qui est nécessaire pour passer d'une option simple à une option horosaisonnalisée, si le consommateur ne dispose pas déjà à son domicile du compteur adapté.

Les incitations présentées ci-dessous sont calculées en tenant compte cumulativement :

- des gains liés au changement d'option du consommateur ;
- et des gains liés au changement de comportement de consommation de ce dernier, l'hypothèse retenue étant que le consommateur fait évoluer son comportement pour aboutir au comportement moyen des consommateurs de l'option vers laquelle il s'est orienté.

Il s'agit donc du gain moyen que peut espérer le consommateur s'il change d'option et de comportement de consommation, en s'alignant sur les comportements usuels de l'option tarifaire choisie.

#### 3.4.1. Transfert de clientèle d'une option BASE vers une option HP/HC

Sur l'ensemble de la gamme tarifaire envisagée (bleus résidentiels et bleus professionnels), l'incitation globale à passer d'un tarif BASE à un tarif HP/HC augmente de 0,7 %. Dans le cadre du mouvement envisagé, le consommateur au tarif BASE est incité en moyenne à souscrire une option HP/HC (avec une diminution moyenne de sa facture de l'ordre de 10 €). Ceci n'est néanmoins vérifié que si le client fait

---

<sup>10</sup> Cf. catalogue des prestations d'ERDF

évoluer son comportement de consommation, ce qui n'est pas toujours envisageable, notamment pour les clients au tarif BASE qui, pour beaucoup d'entre eux, ne disposent pas de chauffage électrique ou d'eau chaude sanitaire électrique.

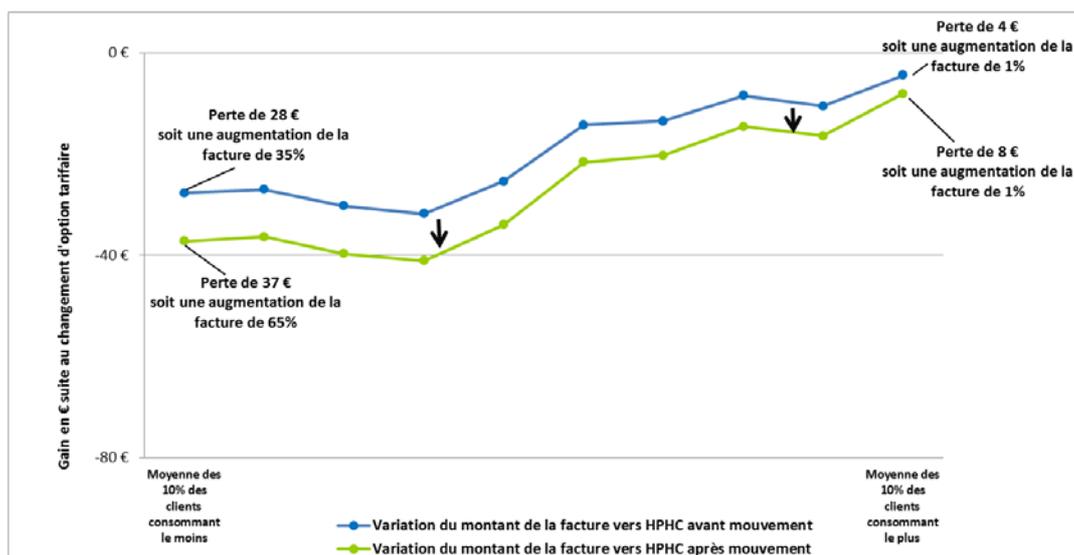
Les incitations sont assez similaires entre clients professionnels et résidentiels, mais varient significativement en fonction de la consommation. En règle générale, les incitations les plus fortes à changer d'option sont envoyées aux clients ayant les plus fortes consommations. Ce signal tarifaire apparaît pertinent, les gros consommateurs étant en général ceux disposant de dispositifs de chauffage et d'eau chaude sanitaire électriques, susceptibles d'être asservis pour une utilisation en heures creuses, permettant de maîtriser la facture énergétique en même temps que la consommation aux périodes de forte tension du système électrique.

Il est à noter cependant que les clients bleus résidentiels ayant souscrit une option 3 kVA BASE ne sont en moyenne pas incités, dans le cadre de la mise en place de la nouvelle grille tarifaire, à souscrire une option 6 kVA HP/HC. Un tel changement occasionnerait en moyenne pour eux une augmentation de leur facture de 12 %, soit environ 25€<sup>11</sup>. Cet effet est le résultat de la baisse de l'abonnement sur ce tarif/option/puissance. Pour toutes les autres puissances souscrites en option BASE, le client est en moyenne incité à souscrire une option HP/HC.

Par ailleurs, avant le mouvement tarifaire, la part variable du tarif 6 kVA BASE Bleu professionnel (8,460 c€/kWh) était proche de la part variable des heures pleines de l'option 6 kVA HP/HC (8,730 c€/kWh), avec des montants d'abonnements proches pour ces deux options. Cette situation créait une incitation très forte pour le client à changer d'option, sans incitation à modifier son comportement de consommation. À l'issue du mouvement tarifaire, l'incitation à changer d'option pour les clients professionnels BASE de puissance souscrite égale à 6 kVA baisse significativement, de l'ordre de 6 %. Un changement d'option entraîne en moyenne une baisse de la facture de l'ordre de 25 €.

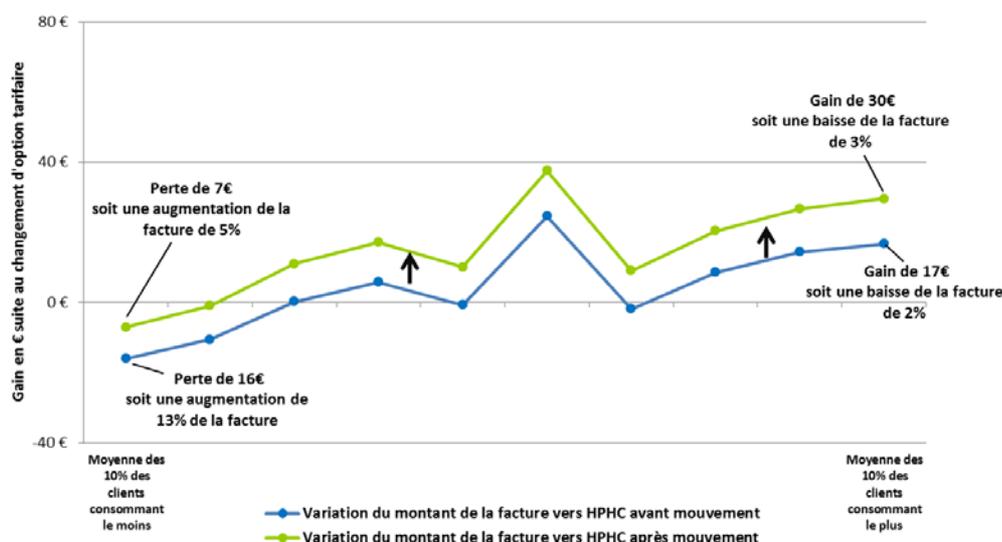
Les deux graphiques ci-après illustrent l'évolution du niveau d'incitation à changer d'option tarifaire en fonction de la consommation des clients au sein d'une même option, avant et après le mouvement.

**Figure 2 : Incitation d'un client bleu résidentiel 3 kVA BASE à souscrire une option 6kVA HP/HC avant et après le mouvement tarifaire envisagé**



<sup>11</sup> Hors coût de pose du nouveau compteur

Figure 3 : Incitation d'un client bleu résidentiel 6 kVA BASE à souscrire une option 6 kVA HP/HC avant et après le mouvement tarifaire envisagé



### 3.4.2. Transfert de clientèle des tarifs résidentiels BASE et HP/HC vers TEMPO

L'incitation à choisir une option TEMPO pour un client bleu en option BASE et HP/HC reste importante bien qu'en baisse en raison de la hausse significative du tarif TEMPO par rapport aux autres options tarifaires. La souscription de TEMPO diminue en moyenne le montant de la facture de 7 % soit environ 40 € pour les clients initialement en option BASE et de 5 % soit environ 55 € pour les clients en option HP/HC.

### 3.4.3. Transfert de clientèle d'un tarif HP/HC et TEMPO vers un tarif BASE

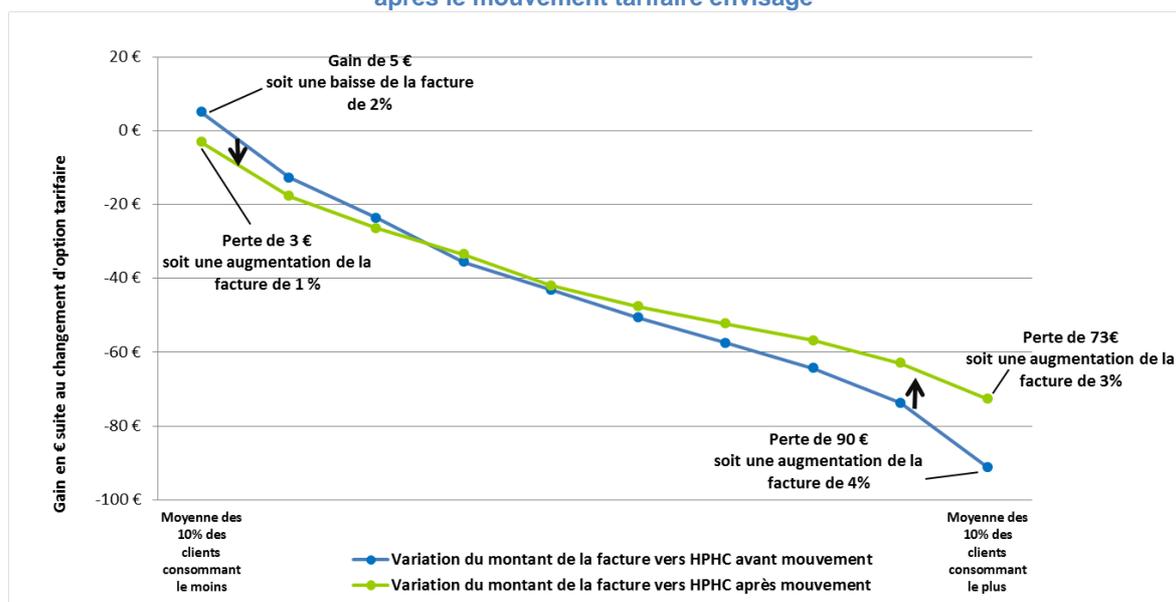
En moyenne, les clients aux tarifs bleus option HP/HC et TEMPO ne sont pas incités à souscrire une option BASE. Ils subiraient le cas échéant une augmentation moyenne de facture respectivement de 3 % (35 €) et de 8% (145 €).

Si cette augmentation de facture demeure stable à la suite de ce mouvement pour les clients HP/HC, elle est logiquement réduite de 3 % pour les clients TEMPO, cette option ayant subi une hausse plus importante que la moyenne des tarifs bleus, du fait de sa situation de trappe tarifaire.

Le graphique ci-après illustre l'évolution du niveau d'incitation à changer d'option tarifaire en fonction de la consommation dans le cas d'un changement de l'option HP/HC vers l'option BASE pour une puissance souscrite de 9 kVA, avant et après le mouvement tarifaire envisagé.

Il est à noter qu'après le mouvement, il n'y a plus d'incitation pour un client actuellement en HP/HC à souscrire une option BASE, quel que soit son niveau de consommation.

Figure 4 : Incitation d'un client bleu résidentiel 9 kVA HP/HC à souscrire une option 9 kVA BASE, avant et après le mouvement tarifaire envisagé



#### 4. Analyse de la couverture des coûts de production du fournisseur EDF

##### 4.1. Principes généraux

Sur le fondement des données qui ont servi à l'élaboration du rapport de la CRE du 4 juin 2013 sur les coûts de production et les coûts commerciaux d'EDF (ci-après le « Rapport »), la CRE a procédé à l'analyse de la couverture des coûts de production par les tarifs réglementés de vente d'électricité envisagés.

Comme explicité dans son Rapport, la CRE a évalué pour ce faire le coût comptable de fourniture de l'entreprise EDF, composé (i) des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, (ii) des charges fixes et variables d'exploitation et (iii) des coûts commerciaux. Pour le calcul des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, la CRE s'appuie sur la valeur comptable du capital engagé par l'entreprise, rémunérée à son coût moyen pondéré du capital, et sur les amortissements comptables des investissements réalisés.

Le coût comptable ainsi évalué par la CRE fait apparaître progressivement au fil des années l'effet des investissements réalisés par l'entreprise au rythme de leur amortissement, et non au rythme des dépenses effectivement réalisées. Il donne ainsi une représentation comptable du remboursement du capital investi dans l'outil de production et du montant résiduel des capitaux engagés.

En revanche, il ne permet pas d'appréhender la question du financement des activités de l'entreprise, qui doit être examinée sous l'angle de la trajectoire d'endettement de l'entreprise.

Concernant l'année 2012, la CRE a pu expertiser les coûts de production et de commercialisation tels que constatés dans la comptabilité de l'entreprise, soit respectivement 23 188 M€ et 2 236 M€.

Le coût comptable de production prévisionnel pour l'exercice 2013 retenu par la CRE pour le présent avis se fonde sur l'évolution globale des coûts de production telle qu'elle ressort de son Rapport. Celui-ci met en lumière une hausse annuelle moyenne des coûts sur la période 2007-2012 de 4,5%<sup>12</sup>. À l'aune de ces constatations sur le passé et des données prévisionnelles transmises par EDF, la CRE retient comme meilleure prévision pour 2013 une évolution des coûts se poursuivant au même rythme de 4,5 %, soit un montant total de 24 231 M€. Ce coût comptable de production prévisionnel 2013 se fonde sur l'hypothèse d'une conservation des durées d'amortissement comptables des centrales nucléaires telles qu'existantes dans les comptes publiés par l'entreprise pour l'exercice 2012.

Les coûts commerciaux prévisionnels pour l'exercice 2013 retenus par la CRE dans le cadre du présent avis se fondent également sur le travail d'analyse mené dans son Rapport. Si les coûts commerciaux sont en forte évolution sur la période 2008-2012, leur évolution marque un net ralentissement sur les deux derniers exercices.

En l'absence de nouveaux éléments de nature à remettre en cause ce ralentissement relevé au cours des deux derniers exercices et dans les éléments prévisionnels fournis par EDF, et à cadre réglementaire constant concernant les CEE, la CRE retient des coûts commerciaux prévisionnels en 2013 de 2 236 M€, en hausse de 1,8 % par rapport aux coûts commerciaux constatés sur l'exercice 2012.

Le coût comptable de production est ventilé entre les différents segments de clients au moyen de clefs de répartition<sup>13</sup>. Ces clefs sont calculées en valorisant les courbes de charge des options tarifaires au moyen des coûts de production sous-jacents à la structure de la part production des tarifs de vente.

Les coûts commerciaux sont quant à eux ventilés entre les différents segments de clients directement lorsque les coûts peuvent être clairement identifiés et imputés à ces derniers. Les coûts non directement imputables, correspondant aux coûts partagés par plusieurs ou tous les segments, sont répartis entre les segments concernés par des clefs de répartition adaptées à la nature du coût concerné. Ces méthodes de répartition ont fait l'objet d'un audit externe en 2011 et n'appellent pas de remarques de la part de la CRE, comme celle-ci l'indique dans son Rapport.

Pour chaque segment étudié, la part production des tarifs de vente, telle qu'elle résulte de la hausse envisagée, est obtenue en retranchant du tarif de vente moyen pour ce segment la moyenne du tarif d'utilisation des réseaux publics applicable au 1<sup>er</sup> août 2013 aux clients dudit segment, ainsi que les coûts commerciaux prévisionnels pour l'année 2013 tels qu'évalués par la CRE.

La part production des tarifs est ensuite comparée aux coûts de production, sur chaque segment tarifaire.

#### ***4.2. Les tarifs en vigueur depuis le 23 juillet 2012 ne permettent pas de couvrir les coûts de production constatés en 2012 sur l'ensemble des segments tarifaires, cet écart devant faire l'objet d'un rattrapage***

La part production des tarifs réglementés de vente en vigueur depuis le 23 juillet 2012 ne permet pas de couvrir les coûts de production constatés sur l'année 2012, sur aucun des segments de clientèle. Cette situation s'explique pour partie par l'insuffisance de l'évolution des tarifs réglementés réalisée au 23 juillet 2012.

---

<sup>12</sup> Rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité du 4 juin 2013, section 1, chapitre 5.1

<sup>13</sup> À cette maille d'analyse, les coûts sont répartis à partir de clefs de répartition par couleur et option tarifaires. Celles-ci sont construites à partir des volumes de vente aux tarifs par option de la base clientèle d'EDF et des coûts de développement du parc de production optimal sous-jacent à la construction en structure de la grille tarifaire d'EDF. La méthodologie de construction est explicitée dans le rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF pour la fourniture des tarifs réglementés de vente d'électricité, publié en juin 2013.

Le déficit de couverture des coûts ainsi observé a entraîné mécaniquement un écart entre les recettes issues des ventes aux tarifs en vigueur depuis l'été 2012 et les coûts constatés en 2012. La CRE estime ce retard en masse à 1,47 Md€. Ce retard devra faire l'objet d'un rattrapage.

**Tableau 6 : Couverture des coûts comptables de production constatés en 2012 par les tarifs 2012**

(en €/MWh)	Bleus résidentiels	Bleus non résidentiels	Jaunes	Verts
Part « production » des TRV 2012	41,7	46,9	46,1	44,7
Coûts comptables de production 2012	50,3	48,7	49,4	45,6
Évolution tarifaire requise sur le tarif 2012 pour couvrir les coûts constatés 2012	8,9 %	1,9 %	3,8 %	1,3 %

Source : calculs CRE sur la base de données EDF 2012

**4.3. Le mouvement tarifaire envisagé ne permet de couvrir les coûts de production prévisionnels 2013 tels qu'évalués par la CRE sur aucun des segments de clients, à l'exception du segment bleu non résidentiel**

L'analyse de la couverture des coûts comptables de production prévisionnels tels que retenus par la CRE fait apparaître que la part production envisagée au 1<sup>er</sup> août 2013 ne permet de couvrir les coûts de production prévisionnels estimés pour 2013 sur aucun des segments de clients aux tarifs, à l'exception du segment bleu non résidentiel.

**Tableau 7 : Couverture des coûts comptables de production prévisionnels 2013 par les tarifs envisagés**

(en €/MWh)	Bleus résidentiels	Bleus non résidentiels	Jaunes	Verts
Part « production » des TRV envisagés	46,1	51,8	48,5	44,8
Coûts comptables de production 2013 estimés	52,1	50,5	51,2	47,2
Évolution tarifaire requise pour couvrir les coûts	11,3 %	3,6 %	5,8 %	3,8 %
Hausse envisagée	5,0 %	5,0 %	2,7 %	0,0 %

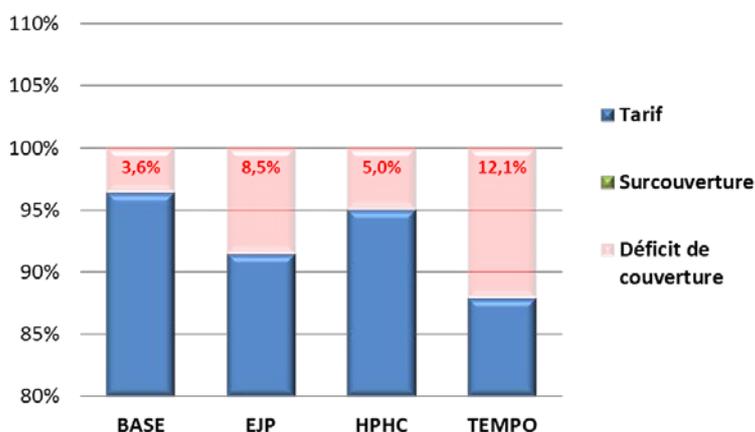
Source : calculs CRE sur la base de données EDF

Une analyse spécifique du segment tarifaire bleu résidentiel montre qu'un déséquilibre significatif en structure persiste entre les options tarifaires de ce segment. Ce déséquilibre est toutefois en réduction par rapport aux analyses précédemment publiées par la CRE dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail<sup>14</sup>, grâce à la réalisation du mouvement en structure décrit au paragraphe 3 du présent avis. Les principaux déséquilibres portent toujours sur les options EJP et TEMPO, malgré la hausse significative de cette dernière.

Le graphique ci-après illustre, à la maille de l'option/version pour les tarifs bleus résidentiels, les déficits de couverture après la hausse tarifaire et le mouvement en structure envisagés.

<sup>14</sup> Rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2011-2012, publié par la CRE en janvier 2013

Figure 5 : Analyse de la couverture des coûts comptables de production 2013 pour le segment tarifaire bleu résidentiel



Source : calculs CRE sur la base de données EDF

## 5. Analyse concurrentielle

La « contestabilité » des tarifs réglementés de vente est la possibilité pour un fournisseur alternatif de proposer à un client une offre de marché compétitive par rapport aux tarifs réglementés.

À cet égard, comme l'a relevé le Conseil d'État dans la décision du 24 avril 2013 précitée, les tarifs réglementés de vente doivent converger progressivement vers une situation où ils seront, par construction, contestables, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés par les fournisseurs alternatifs<sup>15</sup>.

Sur les segments de clientèle résidentielle et petits professionnels, qui disposent de la faculté de revenir à tout moment aux tarifs réglementés de vente après avoir exercé leur éligibilité aux offres de marché, et les clients de taille supérieure qui sont restés aux tarifs réglementés de vente, la faculté d'un fournisseur alternatif de conquérir de nouveaux clients doit s'analyser au regard de sa faculté de concurrencer les tarifs réglementés de vente.

La CRE a évalué le coût d'approvisionnement moyen d'un fournisseur alternatif sur les segments de clients aux tarifs bleus, jaunes et verts, afin de comparer ce coût à la part production moyenne des tarifs réglementés de vente. Cette évaluation repose en particulier sur une hypothèse normative de coûts de commercialisation inférieurs ou égaux à ceux retenus dans le cadre des tarifs réglementés. L'écart entre ce coût et la part production des tarifs permet d'en apprécier la contestabilité en moyenne<sup>16</sup>.

Le coût d'approvisionnement est évalué sur le fondement d'un approvisionnement à l'ARENH pour une part de l'énergie, et sur le marché de gros de l'électricité pour la partie complémentaire. Ce coût

<sup>15</sup> Cf. article L. 337-6 du code de l'énergie, « 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 ».

<sup>16</sup> Pour la clientèle résidentielle et professionnelle aux tarifs bleus, la CRE a reconstitué la courbe de charge correspondante à partir des profils modélisant leur consommation et des données de consommation dont elle dispose par déciles de consommation. L'étude est menée sur les tarifs BASE et Heures Pleines / Heures Creuses. Ces tarifs représentent 95 % des volumes vendus aux clients bleus résidentiels et 74 % des volumes vendus aux clients bleus professionnels.

Pour la clientèle professionnelle aux tarifs jaunes, la CRE a reconstitué la courbe de charge correspondante à partir du profil ENT1, correspondant aux clients aux tarifs jaunes option BASE. Ces tarifs représentent 97 % des volumes vendus aux clients jaunes.

Pour la clientèle professionnelle aux tarifs verts, la CRE a reconstitué la courbe de charge correspondante à partir du profil ENT3, correspondant aux clients aux tarifs verts en option A5 BASE. Une analyse de la base clientèle d'EDF montre que ce profil est représentatif, au premier ordre, de la clientèle aux tarifs verts.

d'approvisionnement inclut les frais usuels supportés par les fournisseurs d'électricité, à savoir les frais d'accès aux marchés de l'électricité (bourses, courtiers), les coûts dus aux écarts dans le processus d'équilibre offre-demande et les coûts liés à la contribution sociale de solidarité des sociétés.

D'autres frais, spécifiques au dispositif ARENH, peuvent varier sensiblement d'un fournisseur à un autre. Ces frais (constitution des garanties, frais liés aux activités de la Caisse des dépôts et consignations dans le cadre de ses missions des gestion des flux financiers ARENH, frais associés au besoin en fonds de roulement occasionné par le décalage entre le paiement des factures des clients et le paiement à EDF des volumes d'ARENH) ne sont pas retenus par la CRE dans son exercice d'analyse de la contestabilité, même s'ils peuvent représenter de l'ordre de 0,5 €/MWh pour certains fournisseurs.

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. Ces résultats dépendent par conséquent des conditions de marché en vigueur. Ils sont présentés en fonction des prix de marché en base, en considérant une fourchette représentative des prix auxquels les fournisseurs se sont approvisionnés pour 2013 ou pourraient s'approvisionner dans l'année à venir.

À titre indicatif, les prix de marché en base pour les produits calendaires 2013 et 2014, pondérés des volumes d'achat sur leur durée de cotation, sont respectivement de 55,0 €/MWh et 47,9 €/MWh. Le prix de marché calendaire en base pour 2014 à la date de la présente délibération est de 41,8 €/MWh. Le calcul de contestabilité a été effectué sous l'hypothèse d'un prix de marché en pointe 30 % plus cher que le prix de marché en base.

Les tableaux de résultats ci-dessous montrent la hausse tarifaire qu'il faudrait appliquer aux tarifs réglementés de vente pour en assurer la contestabilité en moyenne, en fonction des prix de marché, en 2013 et 2014. Cette hausse est à comparer à la hausse envisagée par le projet d'arrêté objet du présent avis.

**Tableau 8 : Contestabilité en 2013**

Prix de marché base (en €/MWh)	42	44	46	48	50	52	54
Bleus résidentiels	3,8%	4,3%	4,8%	5,3%	5,8%	6,3%	6,7%
Bleus non résidentiels	-1,9%	-1,2%	-0,5%	0,1%	0,8%	1,4%	2,1%
Jaunes	-0,5%	0,1%	0,7%	1,2%	1,8%	2,3%	2,9%
Verts	-2,1%	-1,5%	-0,9%	-0,3%	0,4%	1,0%	1,6%

*Source : calculs CRE*

**Tableau 9 : Contestabilité en 2014**

Prix de marché base (en €/MWh)	42	44	46	48	50	52	54
Bleus résidentiels	4,9%	5,4%	6,0%	6,5%	7,1%	7,6%	8,2%
Bleus non résidentiels	-0,9%	-0,2%	0,5%	1,2%	1,9%	2,7%	3,4%
Jaunes	0,3%	0,9%	1,6%	2,2%	2,8%	3,5%	4,1%
Verts	-1,1%	-0,4%	0,3%	1,0%	1,7%	2,4%	3,1%

*Source : calculs CRE*

La CRE rappelle que l'analyse d'appréciation du niveau de contestabilité des clients qui précède est effectuée en moyenne par grand segment de clientèle tarifaire. Compte tenu de la dispersion de la

consommation des clients par rapport à la consommation moyenne du segment, certains clients peuvent être plus ou moins facilement contestables.

L'évolution des chiffres de contestabilité entre 2013 et 2014 pour un même prix de marché, qui s'observe en comparant les deux tableaux, s'explique essentiellement par :

- l'évolution des modalités de calculs des droits ARENH, en application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 ;
- spécifiquement pour les clients bleus, par la réduction de la modulation du produit ARENH, prévue par l'arrêté du 16 mai 2011.

Le mouvement tarifaire envisagé permet d'améliorer très significativement la contestabilité en moyenne des tarifs, sur l'ensemble des trois couleurs tarifaires. Compte tenu de la baisse des prix de marché en 2013, et sous les hypothèses présentées au paragraphe 5, la contestabilité en moyenne est même globalement assurée pour tous les grands segments de clientèle tarifaire.

## **6. Perspective d'évolution tarifaire des tarifs bleus en 2014**

Le projet d'arrêté prévoit en son article 6 qu'une évolution tarifaire de 5 % en moyenne sur les tarifs bleus sera appliquée à compter du 1<sup>er</sup> août 2014. Le même article précise également que « ce niveau sera ajusté en fonction de l'évolution effective des coûts sur la période tarifaire concernée ».

La volonté exprimée par le gouvernement, sous réserve de l'évolution réelle des coûts, de poursuivre en 2014 les évolutions à la hausse des tarifs réglementés de vente bleus à l'occasion du prochain exercice tarifaire, permettra d'aller vers une meilleure couverture des coûts liés aux tarifs bleus.

La CRE relève cependant qu'aucune disposition n'est prévue en 2014 en ce qui concerne les tarifs jaunes et verts dont les coûts ne sont également pas couverts par les tarifs tels que définis dans le projet d'arrêté.

La CRE mènera en 2014 les analyses d'évolution des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF nécessaires afin de déterminer le niveau d'évolution des tarifs réglementés de vente à envisager en 2014 afin de couvrir les coûts prévisionnels sur cette même année et procéder au rattrapage, partiel ou total, du retard en masse généré par les déficits de couverture observés au cours des exercices précédents.

## **7. Évolution des trappes tarifaires et impact du mouvement sur la facture des clients aux tarifs réglementés**

D'un point de vue global, l'évolution en structure du mouvement entraîne des disparités d'impact facture entre les clients. Ces différences, à la hausse comme à la baisse, sont le reflet de la résorption des écarts existants entre les clients d'un même grand segment tarifaire.

En effet, comme évoqué au paragraphe 3 du présent avis, le mouvement en structure proposé dans le projet d'arrêté vise à égaliser ou aller vers une égalisation des rubans implicites tarifaires, ceci afin que la structure des tarifs transmettent à chaque client le signal de prix correspondant au coût de production relatif à la forme de sa consommation.

La différence d'évolution de la facture annuelle de chaque client vis-à-vis de l'évolution globale moyenne du grand segment tarifaire auquel il appartient vise ainsi à annuler, dans la majeure partie des cas, la totalité ou une partie de la différence qui existe dans les tarifs en vigueur à ce jour entre le coût de production correspondant à la forme de consommation du client et la part production implicite du tarif dont il s'acquitte. Il existe cependant un cas particulier, déjà évoqué précédemment, concernant les puissances souscrites 3 kVA et 6 kVA des tarifs bleus destinés aux clients domestiques.

Les trappes tarifaires sont la conséquence de ces écarts. Elles se définissent par un ruban tarifaire implicite inférieur au niveau normal du segment. Lorsque le ruban implicite est inférieur à 30 €/MWh, on parle alors de trappe profonde. Dans les cas extrêmes, la part production implicite est négative, signalant alors que la structure du tarif est insuffisante pour couvrir les coûts commerciaux et, au-delà, le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité.

Si pour les grands segments tarifaires bleus non résidentiels, jaunes et verts, l'ensemble des trappes est résorbé par le mouvement proposé, il en va autrement pour le segment tarifaire bleu résidentiel.

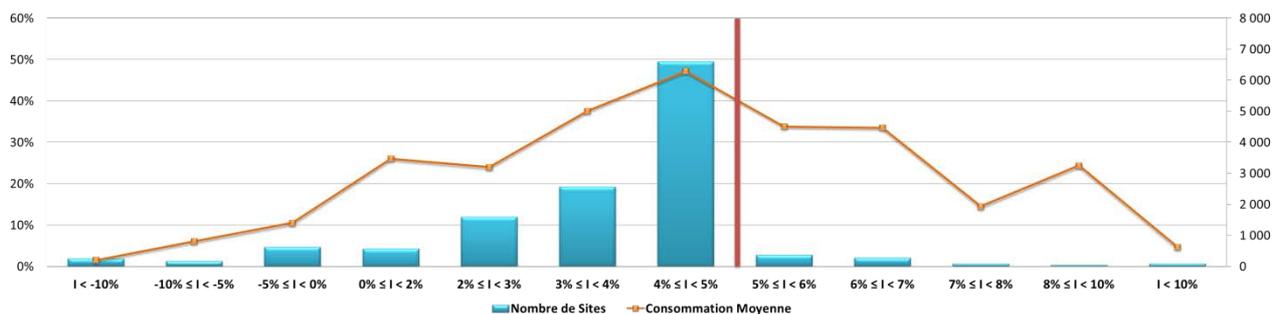
Les résultats de l'analyse des trappes tarifaires sur le segment bleus résidentiels et des impacts du mouvement tarifaire sur la facture annuelle des clients pour tous les segments sont décrits ci-après. Les données présentées expriment l'impact du mouvement tarifaire envisagé sur les factures annuelles des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces impacts sont exprimés en pourcentage de la facture toutes taxes incluses pour les clients résidentiels aux tarifs bleus et hors taxes pour les clients non résidentiels aux tarifs bleus ainsi que les clients aux tarifs jaunes et verts.

### **7.1. Clients résidentiels aux tarifs bleus**

La répartition des clients résidentiels selon l'impact à la hausse ou à la baisse de l'évolution des tarifs bleus permet de faire apparaître qu'un peu moins de la moitié de ces clients auront une hausse moyenne de leur facture TTC comprise entre 4 % et 5 %. Le CRE relève également que les clients présentant une diminution de leur facture sont quasi-exclusivement des clients ayant souscrit à une puissance de 3 kVA en option BASE et 6 kVA en option HP/HC.

La courbe du graphique ci-dessous correspond au volume d'électricité consommés par les clients par tranche d'impact facture rapporté au nombre de clients de chacune de ces tranches. Bien que cette représentation ne traduise pas la réalité de la consommation de chaque site, elle permet de faire apparaître la consommation moyenne par tranche de clients, et donc le faible niveau de consommation de l'ensemble des clients présentant une diminution de leur facture.

Figure 6 : Répartition des sites résidentiels aux tarifs bleus selon l'impact sur leur facture TTC



Option tarifaire	I < -10%	-10% ≤ I < -5%	-5% ≤ I < 0%	0% ≤ I < 2%	2% ≤ I < 3%	3% ≤ I < 4%	4% ≤ I < 5%	5% ≤ I < 6%	6% ≤ I < 7%	7% ≤ I < 8%	8% ≤ I < 10%	I < 10%	Nb. de Sites (milliers)
BASE	4%	3%	5%	0%	9%	16%	54%	4%	3%	1%	0%	1%	13 741
EJP	0%	0%	1%	19%	25%	11%	10%	10%	9%	0%	9%	5%	513
HP/HC	0%	0%	5%	9%	16%	24%	47%	0%	0%	0%	0%	0%	11 831
TEMPO	0%	0%	1%	1%	2%	4%	5%	36%	40%	6%	3%	1%	290
<b>TOTAL</b>	2%	1%	5%	4%	12%	19%	50%	3%	2%	1%	0%	1%	26 375

Source : calculs CRE sur la base de données EDF

Une analyse plus fine de la clientèle résidentielle en option 3 kVA met notamment en évidence que les 50 % de sites qui bénéficient de la diminution la plus importante de leur facture sont ceux qui consomment en moyenne moins de 1 000 kWh par an. Ce volume de consommation moyen permet de relativiser la diminution de facture les concernant, puisque celle-ci oscille en moyenne entre 11 € à 17 €, pour une facture annuelle moyenne comprise entre 60 € et 132 €<sup>17</sup> avant le mouvement tarifaire envisagé. Le constat est similaire pour les clients résidentiels en 6 kVA HP/HC, dont les 5 % d'entre eux qui voient leur facture TTC diminuer sont ceux ayant une consommation moyenne inférieure à 1 000 kWh par an.

Quel que soit le segment étudié, et du fait de la structure du mouvement tarifaire, l'impact sur la facture est toujours croissant avec le volume de consommation d'électricité. En effet, plus l'on consomme, plus le bénéfice de la diminution de la part abonnement sur ces deux tarifs est diluée et comblée par l'augmentation du prix du kWh, jusqu'à un niveau seuil, qui figure dans le tableau ci-après.

Tableau 10 : Seuil de consommation selon l'impact facture pour les clients résidentiels aux tarifs bleus en 3 kVA BASE et 6 kVA HP/HC

Tarif	Seuil de consommation n'entraînant pas de changement de la facture	Seuil de consommation entraînant une hausse de 2% de la facture
3 kVA BASE	2 738 kWh/an	3 968 kWh/an
6 kVA HP/HC <sup>18</sup>	1 546 kWh/an	2 673 kWh/an

Source : calculs CRE sur la base de données EDF

<sup>17</sup> Ces calculs ne tiennent pas compte du calcul du TPN, les niveaux de facture indiqués correspondent donc aux caractéristiques des clients appliqués aux grilles tarifaires en vigueur à ce jour et envisagées.

<sup>18</sup> La répartition de la consommation totale annuelle entre les heures pleines et les heures creuses du tarif est réalisée à partir des ratios de consommation de ces deux postes pour l'ensemble des clients résidentiels au tarif 6 kVA HP/HC.

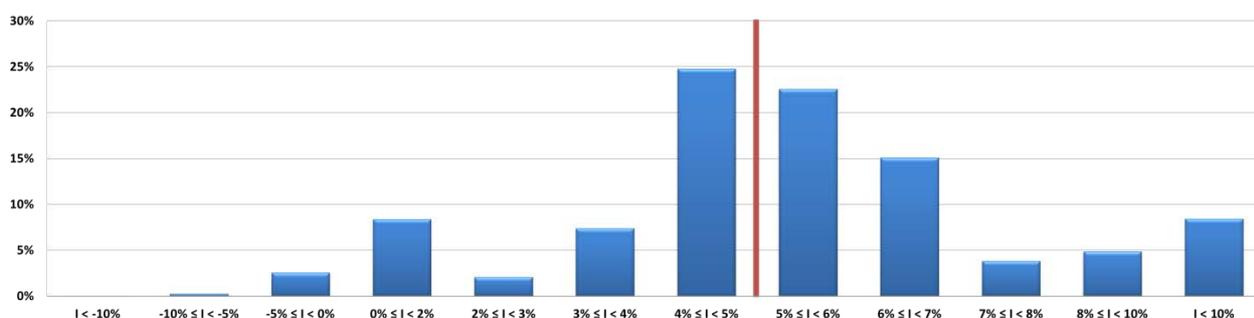
Pour la majorité des tarifs bleus accessibles aux clients résidentiels, le nombre de clients en trappe tarifaire diminue. À l'inverse, le mouvement en structure opéré sur les tarifs 3 kVA et 6 kVA entraîne une augmentation du nombre de client en trappe tarifaire : 12 % des clients bénéficiant de ces tarifs sont situation de trappe tarifaire profonde, nombre en augmentation faible (+0,3%) par rapport à la structure précédente.

### 7.2. Clients non résidentiels aux tarifs bleus

La réalisation de l'évolution tarifaire proposée par le projet d'arrêté entraîne la résorption de l'ensemble des trappes et niches tarifaires existantes à ce jour. Sur l'ensemble des clients non résidentiels aux tarifs bleus, pour qui la hausse moyenne de facture hors taxe serait de 5 %, on retrouve une proportion de 55 % avec une hausse supérieure ou égale à cette hausse moyenne, 43 % avec une hausse inférieure à 0 % et enfin 3 % avec une baisse de facture HT, comprise entre 0 % et -5 %.

On notera cependant que si 87 % des clients en option BASE ont une hausse comprise entre 3 et 7 %, plus de 54 % des clients en option HP/HC voient leur facture HT augmenter de plus de 8 %, ainsi que 58 % des clients en options TEMPO.

Figure 7 : Répartition des sites non résidentiels aux tarifs bleus selon l'impact sur leur facture HT



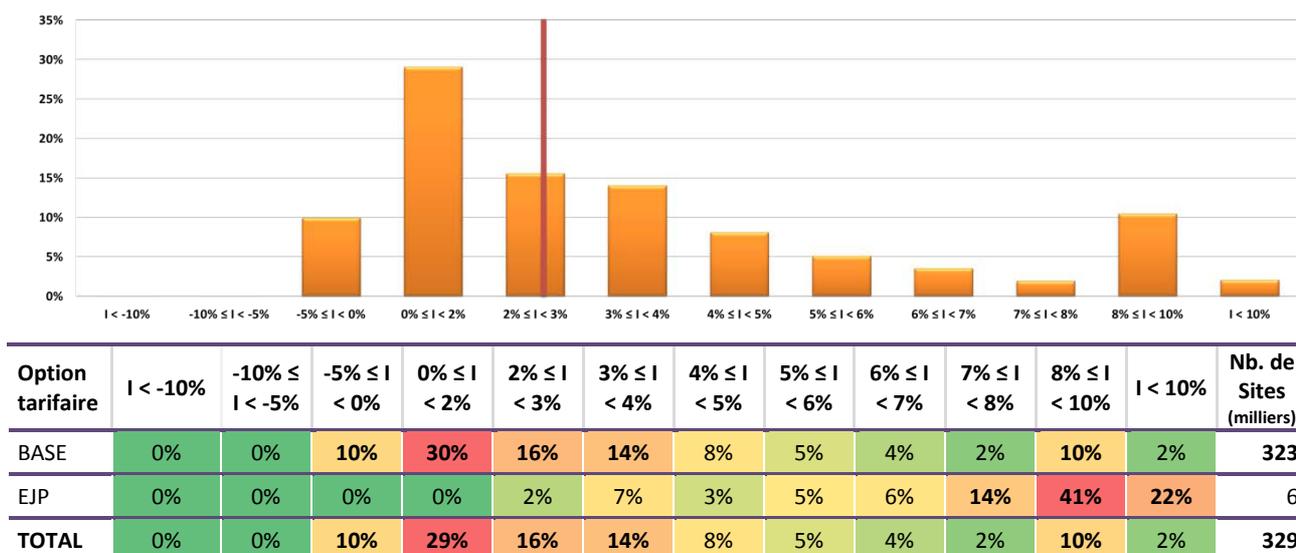
Option tarifaire	I < -10%	-10% ≤ I < -5%	-5% ≤ I < 0%	0% ≤ I < 2%	2% ≤ I < 3%	3% ≤ I < 4%	4% ≤ I < 5%	5% ≤ I < 6%	6% ≤ I < 7%	7% ≤ I < 8%	8% ≤ I < 10%	I < 10%	Nb. de Sites (milliers)
BASE	0%	0%	1%	9%	1%	8%	31%	29%	19%	3%	0%	0%	2 414
EJP	0%	0%	12%	15%	4%	14%	18%	6%	3%	6%	8%	14%	117
HP/HC	0%	1%	8%	7%	5%	5%	4%	3%	5%	7%	17%	37%	625
TEMPO	0%	0%	2%	1%	3%	4%	7%	8%	8%	10%	34%	24%	118
<b>TOTAL</b>	0%	0%	3%	8%	2%	7%	25%	23%	15%	4%	5%	8%	3 274

Source : calculs CRE sur la base de données EDF

### 7.3. Clients aux tarifs jaunes

L'essentiel des clients aux tarifs jaunes auront un impact sur leur facture HT compris entre 0 et 2 %. Cette population est essentiellement constituée de clients en option BASE, les clients en options EJP voyant le niveau de leur tarif réévalué plus fortement (55 % des clients aux tarifs jaunes EJP voient leur facture augmenter d'un niveau compris entre 5 % et 10 %, et 12% d'entre eux présentent une facture HT en augmentation de plus de 10 %) car le ruban implicite tarifaire qu'ils présentent avant le mouvement envisagé est plus dégradé.

Figure 8 : Répartition des sites aux tarifs jaunes selon l'impact sur leur facture HT



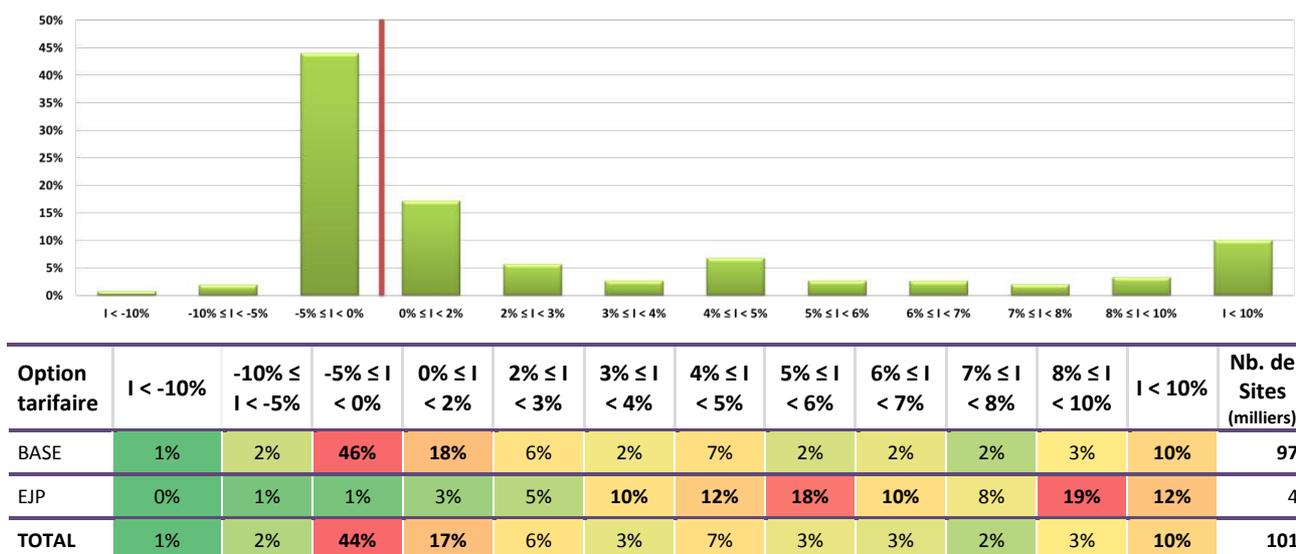
Source : calculs CRE sur la base de données EDF

Sur les tarifs jaunes, l'atteinte de la structure cible par le mouvement tarifaire proposé dans le projet d'arrêté entraîne la disparition des trappes tarifaires.

#### 7.4. Clients aux tarifs verts

Les clients aux tarifs verts se distribuent de manière similaire que les clients aux tarifs jaunes, autour du niveau moyen de hausse qui, dans le cas des tarifs verts, est nul. Cette similitude résulte d'une problématique identique pour ces deux couleurs tarifaires, avec des rubans implicites tarifaires sous-calés pour les options à effacement, justifiant ainsi une hausse plus importante de ces derniers pour les rétablir à leur juste niveau.

Figure 9 : Répartition des sites aux tarifs verts selon l'impact sur leur facture HT



Source : calculs CRE sur la base de données EDF

## **8. Avis de la CRE**

### **Sur le niveau**

Les analyses menées en 2013 à l'occasion (i) du rapport de la CRE sur les coûts de production et les coûts commerciaux d'EDF, publié le 4 juin 2013, et (ii) de la présente délibération, montrent que les tarifs réglementés de vente d'électricité ne couvrent les coûts prévisionnels 2013 tels que la CRE les évalue pour aucune des trois couleurs tarifaires.

Par ailleurs, les tarifs en vigueur depuis le 23 juillet 2012 ne permettent pas de couvrir les coûts constatés sur l'année 2012, sur aucun segment de clientèle. Cet écart entre les coûts constatés en 2012 et les recettes générées par le tarif entraîne un retard en masse que la CRE évalue à 1,47 Md€, et qui devra faire l'objet d'un rattrapage.

Les évolutions tarifaires envisagées permettent toutefois d'améliorer substantiellement la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés de vente par les fournisseurs alternatifs d'électricité, sous les hypothèses rappelées au paragraphe 5 du présent avis, sur tous les grands segments de clientèle, à savoir les clients bleus résidentiels, les clients bleus professionnels, les clients jaunes et les clients verts. Les évolutions tarifaires vont ainsi dans le sens d'une convergence progressive vers une situation de contestabilité au plus tard fin 2015.

Enfin, les perspectives d'évolution tarifaire précisées à l'article 6 du projet d'arrêté, outre qu'elles contribuent à donner une meilleure visibilité aux acteurs de marché de l'énergie et aux consommateurs, témoignent de la volonté des pouvoirs publics d'aller vers une meilleure couverture des coûts.

### **Sur la structure**

Les évolutions des tarifs réglementés de vente permettent, sur la plupart des tarifs et options tarifaires, d'atteindre la structure tarifaire cible, dont les principes de construction ont été rappelés dans la section 2 du rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF, achevant ainsi, pour ces options, le mouvement engagé à l'été 2009. La plupart des trappes tarifaires sont résorbées et les clients demeurent incités à des comportements rationnels en termes de choix tarifaire.

Toutefois, les évolutions en structure envisagées sur les tarifs bleus résidentiels de petite puissance (3 kVA et 6 kVA) ne permettent pas de progresser vers cette cible, l'abonnement de ces deux tarifs ayant été sous-calé.

Fait à Paris, le 25 juillet 2013

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Philippe de LADOUCETTE