

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Yann PADOVA, commissaires.

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité bénéficient aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), les tarifs réglementés de vente d'électricité bénéficient à l'ensemble des clients finals. En application des dispositions du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est désormais chargée de déterminer les évolutions de l'ensemble de ces tarifs. La présente délibération détaille les méthodologies et hypothèses retenues pour déterminer ces évolutions, établit les barèmes des tarifs réglementés de vente applicables et explicite les effets de ces tarifs sur les factures des consommateurs.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale, le mouvement tarifaire consiste en une évolution de leur niveau moyen de :

- -0,5% pour les tarifs bleus résidentiels ;
- -1,5% pour les tarifs bleus professionnels.

Le niveau moyen des tarifs est déterminé selon la méthodologie dite « par empilement », qui assure leur contestabilité en moyenne, c'est-à-dire la faculté pour les fournisseurs alternatifs de proposer aux clients finals des offres de marché compétitives par rapport aux tarifs réglementés.

Le mouvement s'accompagne d'une évolution en structure des tarifs, afin d'atteindre progressivement une structure tarifaire construite par empilement.

La CRE fait également évoluer, en niveau et en structure, et simplifie les tarifs réglementés de vente jaunes et verts dont continuent à bénéficier les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, dits « tarifs atypiques ».

S'agissant des ZNI :

- les tarifs bleus résidentiels et professionnels sont ceux de la France métropolitaine continentale ;
- les tarifs « bleus + », applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse, évoluent en niveau moyen comme les tarifs bleus professionnels ;
- les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse, et les tarifs verts baissent respectivement de 1,0% et 1,3%, chiffres représentatifs de l'évolution du coût de l'électricité en France métropolitaine continentale pour chacune de ces catégories de consommateurs.

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	5
1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE	5
2. PANORAMA DES SITES AUX TRV EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	5
3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT.....	6
3.1 DEFINITION DE L'EMPILEMENT	6
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITE DES TARIFS REGLEMENTES.....	6
4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	7
4.1 LE COUT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE CORRESPOND, EN STRUCTURE, AUX COUTS DE L'APPROVISIONNEMENT D'UN FOURNISSEUR ALTERNATIF SUR LE MARCHE ET, EN NIVEAU, AUX PRIX DE L'ARENH ET DU MARCHE	7
4.1.1 Courbes de charges	7
4.1.2 Approvisionnement à l'ARENH	8
4.1.3 Complément d'approvisionnement au marché.....	8
4.2 COUT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE	10
4.3 FRAIS ASSOCIES A L'ACTIVITE DE FOURNITURE.....	11
4.3.1 Frais d'accès au marché	11
4.3.2 Garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH	11
4.3.3 Coûts des écarts du périmètre d'équilibre	11
4.3.4 Frais de soutirage RTE.....	12
4.3.5 Contribution sociale de solidarité des sociétés	12
4.4 COUTS DE COMMERCIALISATION.....	12
4.4.1 Référence de coûts à prendre en compte dans la construction tarifaire.....	12
4.4.2 Évolutions des coûts commerciaux d'EDF en 2015 et 2016	12
4.4.3 Affectation des coûts commerciaux d'EDF.....	14
4.5 CHARGES D'ACHEMINEMENT (TURPE)	14
4.6 REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE	15
4.6.1 Principe de rémunération d'une activité à faibles capitaux investis	15
4.6.2 Rémunération au titre de la couverture des risques	15
4.6.3 Les risques associés à l'activité de fourniture d'électricité	16
4.6.4 Conclusions : marge retenue par la CRE.....	17
5. RATTRAPAGES TARIFAIRES	18
6. SYNTHESE DU MOUVEMENT.....	18
7. LE COUT COMPTABLE DE FOURNITURE D'EDF	19
8. LA CRE SIMPLIFIE LES TARIFS « EXOTIQUES » ET « ATYPIQUES »	19
8.1 LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE VERTS PERDURENT POUR LES CLIENTS RACCORDES EN HTA DE PUISSANCE SOUSCRITE INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA	19
8.2 LES CLIENTS AU TARIF VERT RACCORDES EN BASSE TENSION DE PUISSANCE INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA (BORNES POSTES) PEUVENT CONSERVER LEUR TARIF	19
8.3 LES CLIENTS AU TARIF JAUNE RACCORDES EN BASSE TENSION DE PUISSANCE INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA PEUVENT CONSERVER LEUR TARIF	20
8.4 MODALITES D'EVOLUTION DES OPTIONS « EXOTIQUES » DES TARIFS BLEUS.....	20
9. BAREMES TARIFAIRES ET CONSEQUENCES SUR LES FACTURES	20

9.1	ARRETE DES MINISTRES ENCADRANT LA CONSTRUCTION DE LA STRUCTURE DES TRV	20
9.2	LISSAGE DES EVOLUTIONS TARIFAIRES	21
9.2.1	Les évolutions en structure des tarifs à effacement sont lissées sur trois ans.....	21
9.2.2	L'évolution du TURPE BT vers un TURPE non dégressif est anticipée pour les TRV bleus résidentiels 21	
9.3	ORIENTATIONS DE POLITIQUE ENERGETIQUE DES MINISTRES	21
9.4	BAREMES TARIFAIRES	21
9.5	EFFETS DES EVOLUTIONS TARIFAIRES SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS	21
9.5.1	Évolutions par option	21
9.5.2	Évolutions par option et par puissance	22
9.5.3	Dispersion des évolutions de facture	24
9.5.4	Incitations des clients résidentiels à souscrire un tarif Base plutôt qu'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses 25	
9.5.5	Incitations pour les clients résidentiels à souscrire un tarif Base plutôt qu'un tarif Tempo.....	26
PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI		27
1. CONTEXTE JURIDIQUE		27
2. PRINCIPES DU MOUVEMENT TARIFAIRE.....		27
2.1	TARIFS APPLICABLES AUX CONSOMMATEURS DES ZNI DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA	27
2.2	TARIFS APPLICABLES AUX CONSOMMATEURS DES ZNI RACCORDES EN BASSE TENSION ET DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36KVA.....	27
2.2.1	S'agissant de la Corse	27
2.2.2	S'agissant des autres ZNI.....	28
2.3	TARIFS APPLICABLES AUX CONSOMMATEURS RACCORDES EN HAUTE TENSION.....	28
2.4	CAS SPECIFIQUES.....	28
2.4.1	Tarifs applicables aux consommateurs résidant dans les îles bretonnes non raccordées au réseau métropolitain continental.....	28
2.4.2	Tarifs applicables aux consommateurs résidant dans les écarts de Guyane et de la Réunion	28
2.4.3	Évolutions des tarifs à Wallis-et-Futuna	29
3. ÉVOLUTION DES COÛTS DE L'ELECTRICITE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE UTILISEE POUR EVALUER LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DANS LES ZNI.....		29
3.1	PRINCIPES	29
3.2	CALCUL DU COUT DE L'ELECTRICITE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	29
3.3	LE NIVEAU DES TRV JAUNES ET VERTS DES ZNI EST REVU A LA BAISSSE	30
4. REMANENCE D'OCTROI DE MER.....		30
5. TRAVAUX ULTERIEURS.....		31
ANNEXES : BAREMES DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE.....		32
1. DEFINITIONS.....		32
2. TARIF BLEU		33
2.1	SITES FAISANT UN USAGE RESIDENTIEL DE L'ELECTRICITE	33
2.1.1	Options ouvertes pour tout site faisant un usage résidentiel de l'électricité	33
2.1.2	Options en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage résidentiel de l'électricité... 33	
2.2	SITES FAISANT UN USAGE NON RESIDENTIEL DE L'ELECTRICITE.....	34
2.2.1	Options ouvertes pour tout site faisant un usage non résidentiel de l'électricité.....	34
2.2.2	Option en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité 35	

2.3	SITES FAISANT UN USAGE D'ECLAIRAGE PUBLIC.....	36
3.	TARIF JAUNE	36
3.1	EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	36
3.2	DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES DE FRANCE METROPOLITAINE	37
4.	TARIF VERT	38
4.1	EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	38
4.2	DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES AU RESEAU METROPOLITAIN CONTINENTAL.....	41
5.	BARÈMES.....	43

**PARTIE 1 :
LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE**

1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE

En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont maintenus, en France métropolitaine continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

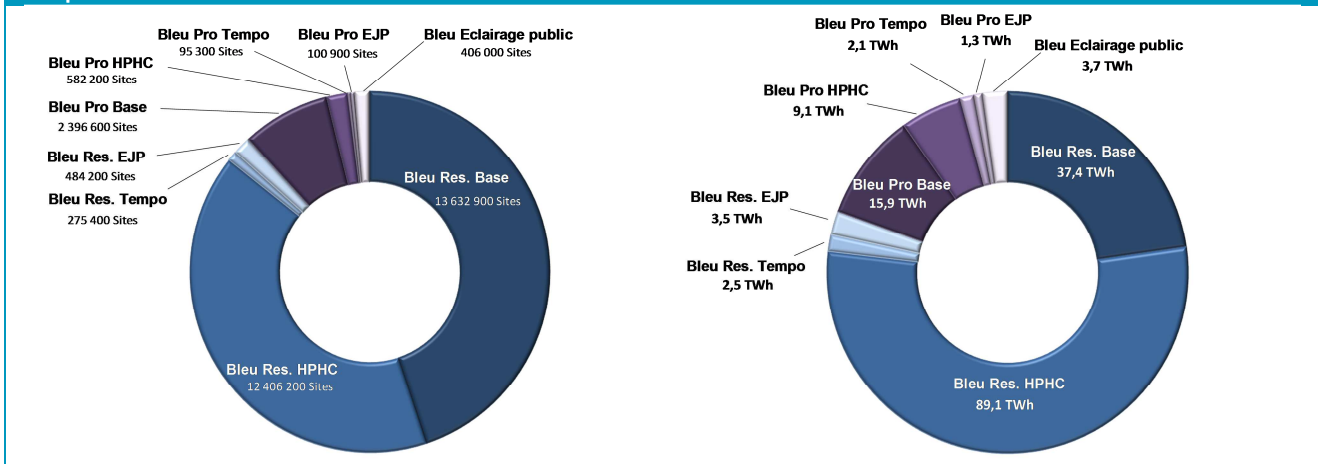
En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, qui codifient tout en les modifiant les dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009¹, mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV².

2. PANORAMA DES SITES AUX TRV EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE

Les tarifs bleus résidentiels et professionnels, maintenus pour les clients raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, comprennent actuellement respectivement 4 et 5 options tarifaires. Au 30 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente représentent 88% des sites résidentiels et 83% des sites « petits professionnels », pour un volume de consommation total de 165 TWh. Le nombre de sites et les volumes de consommation de ces clients chez EDF sont représentés ci-dessous.

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume des clients aux TRV bleus chez EDF par option en 2015 à température normale



Les tarifs réglementés de vente verts sont par ailleurs amenés à perdurer pour les clients raccordés en HTA de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, qui représentent environ 7 000 sites. Il subsiste enfin des offres de fourniture aux TRV dites « atypiques³ » ou « exotiques »⁴ pour certains clients.

¹ Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie.

² Voir en ce sens l'avis de la CRE du 3 décembre 2015 qui indique que : « en application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, la CRE élaborera désormais ses propositions tarifaires sur la base d'une tarification par empilement en niveau et en structure. »

³ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

⁴ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues, pour fournitures diverses, etc.



3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

3.1 Définition de l'empilement

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont établis par addition des composantes suivantes :

- Le coût d'acheminement, qui traduit l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- Le coût d'approvisionnement en énergie, lequel se décompose en un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et d'un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- Le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir des références de prix qui seront fournies par le mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie ;
- Le coût de commercialisation ;
- La rémunération de l'activité de fourniture.

3.2 Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des tarifs réglementés

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des tarifs réglementés, qui se définit comme « *la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés*⁵ ».

Si le niveau moyen des tarifs en vigueur respecte effectivement l'empilement prévu à l'article L. 337-6 du code de l'énergie, leur structure n'a à ce jour pas été modifiée et continue de refléter les signaux de prix issus du modèle de parc adapté historiquement utilisé par EDF, et abondamment décrit dans un précédent rapport⁶. C'est pourquoi la CRE appliquera désormais les principes de la tarification par empilement à la structure des tarifs, qui consistent à calculer un empilement des coûts pour l'abonnement et les postes horosaisonniers de chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permettra :

- de rendre tous les clients aux TRV contestables par les fournisseurs alternatifs ;
- de facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère ;
- de maîtriser l'équilibre financier du tarif, en améliorant la couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

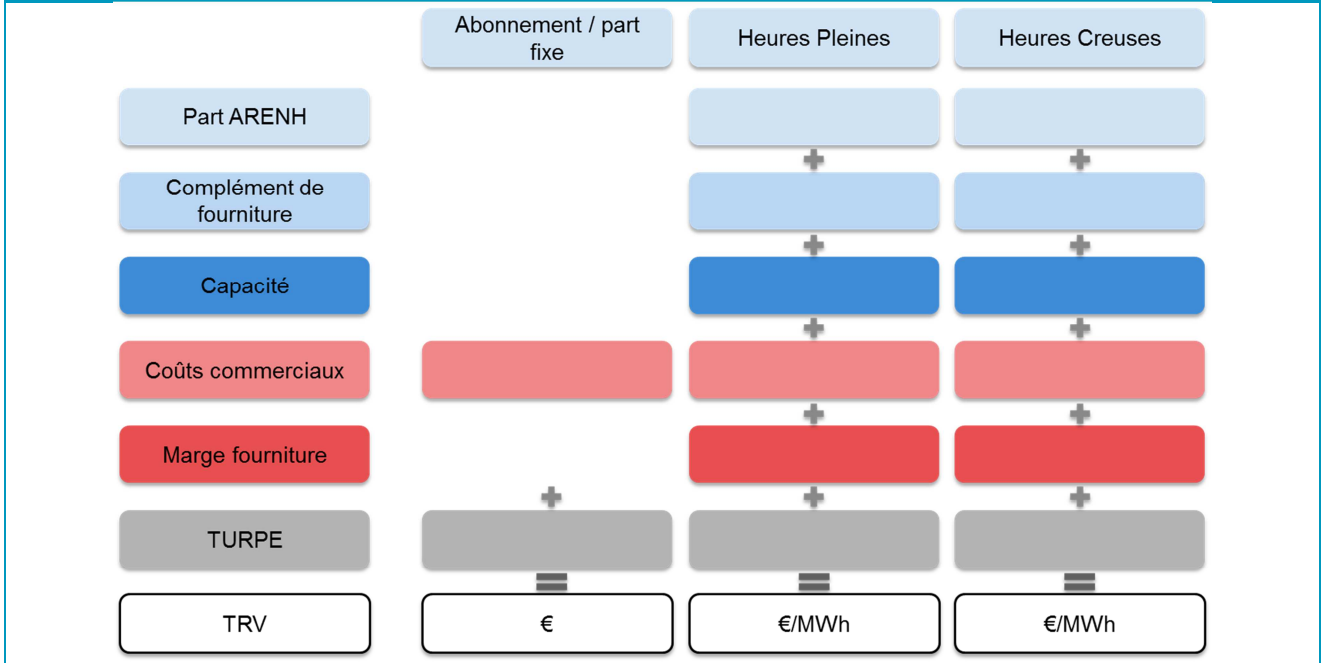
Les acteurs de marché se sont déclarés favorables au calcul de l'empilement à cette maille tarifaire dans leur réponse à la consultation publique lancée par la CRE le 18 février 2016.

À titre d'exemple, le calcul de la grille tarifaire d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses se fait par addition des composantes présentées ci-dessous, pour chaque puissance souscrite (6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA).

⁵ Conseil d'Etat, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

⁶ Commission de régulation de l'énergie, [Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité](#), Juin 2013.

Figure 2 : Principe de la construction des tarifs par empilement - exemple d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses



4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

4.1 Le coût d’approvisionnement en énergie correspond, en structure, aux coûts de l’approvisionnement d’un fournisseur alternatif sur le marché et, en niveau, aux prix de l’ARENH et du marché

Le coût d’approvisionnement d’un client (ou d’un portefeuille de clients) est estimé à partir des courbes de charges qui leur sont associées. Il est la somme du coût d’approvisionnement à l’ARENH, c’est-à-dire le produit du prix de l’ARENH par les volumes correspondants, et du coût du complément d’approvisionnement au marché, calculé selon les modalités détaillées au paragraphe 4.1.3.

4.1.1 Courbes de charges

Les clients bénéficiant encore d’un tarif réglementé de vente sont profilés. Les courbes de charge correspondantes sont reconstituées à partir des profils nationaux de consommation définis par ENEDIS, recalés sur le calendrier de l’année sur laquelle porte la simulation, en appliquant la méthodologie décrite dans les règles « relatives à la Programmation, au Mécanisme d’Ajustement et au dispositif de Responsable d’équilibre ». Ces courbes de charges sont dépendantes de la température par le biais les gradients déterminés par ENEDIS ; elles intègrent, par conséquent, le risque pesant sur la consommation dû à la thermosensibilité.

Pour établir l’empilement, il s’agit d’affecter à chaque catégorie et option tarifaires, une courbe de charge représentative de la consommation des clients associés. Le Tableau ci-après indique la correspondance entre option tarifaire et profil de consommation.

Tableau 1 : Correspondance entre option tarifaire et profil

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
Bleu résidentiel	Base (< 9kVA)	RES 1
	Base (≥ 9KVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
Bleu non résidentiel	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
Jaune (moins de 36 kVA)	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
Vert (moins de 36 kVA)	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4

4.1.2 Approvisionnement à l'ARENH

Le volume d'ARENH attribué à un client est fondé sur sa consommation prévisionnelle pendant certaines heures de l'année définies par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Ces heures sont représentatives des heures de faible consommation nationale. Depuis 2015, la période de référence est constituée des heures creuses d'avril à juin et de septembre à octobre (définies comme les heures comprises entre 1 heure et 7 heures et toutes les heures des samedis, dimanches et jours fériés nationaux) ainsi que l'ensemble des heures des mois de juillet et d'août. Le prix de l'ARENH en 2016 est de 42 €/MWh.

4.1.3 Complément d'approvisionnement au marché

Le complément d'approvisionnement au marché correspond au coût d'approvisionnement algébrique de la part de la courbe de charge qui n'est pas couverte par un approvisionnement à l'ARENH. Il est réalisé par des achats ou reventes des volumes associés sur le marché de gros à terme, effectués progressivement sur une période définie par la stratégie d'approvisionnement retenue, et dont l'impact sur les coûts d'approvisionnement horaires est modélisé à travers l'utilisation d'une courbe de prix forward horaires.

L'approvisionnement du complément marché est lissé sur deux années

L'approvisionnement du complément marché pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA est usuellement réalisé de façon progressive par les fournisseurs, de manière à réduire leur exposition à la volatilité des prix de marché et pour tenir compte du niveau de liquidité des marchés. Sur le fondement des réponses à la consultation publique lancée le 18 février 2016, la CRE retient un approvisionnement linéaire sur une période de deux années, reproductible par les fournisseurs et représentative d'une moyenne de leurs stratégies d'approvisionnement.

En conséquence, s'agissant du présent mouvement tarifaire, la CRE se fonde sur un approvisionnement effectué entre le 1^{er} janvier 2014 et le 31 décembre 2015. Dans le cas d'un mouvement intervenant au début d'une année calendaire, la CRE prendrait en compte un approvisionnement sur les deux années glissantes précédant la délibération.

Les prix de marché sont modélisés par un modèle de « Price Forward Curve »

Afin de calculer le coût d'approvisionnement au marché, la CRE utilise une valorisation par une « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC). La PFC reflète une vision, à une date donnée, des prix de marché à une date

future, à la maille horaire, calculée à partir des données actuelles et extrapolée à partir des informations passées. Il s'agit donc d'une représentation des produits à terme, observés avec une granularité beaucoup plus fine que celle disponible sur le marché à terme.

La construction de la PFC repose sur la combinaison :

- d'une approche statistique, qui examine la dynamique des prix spots dans le passé afin d'extraire la structure horaire de la PFC normalisée
- de la prise en compte du niveau des prix de marché à terme observés à la date de calcul de la PFC, qui assure le bon calage en niveau de la PFC : la PFC normalisée est calée sur les prix des produits « Base »⁷ et « Peak »⁸ mensuels, trimestriels et calendaires disponibles, à la date donnée, pour l'année considérée.

Afin de refléter le lissage de l'approvisionnement sur deux années, une partie de la courbe de charge⁹ est approvisionnée chaque jour où les cotations sont disponibles pour l'année considérée, sur la base d'une PFC calée sur les cotations du jour considéré. La forme horaire normalisée de la PFC est quant à elle actualisée au début de chaque année de lissage.

Les cotations des prix de marché, publiées par une bourse telle qu'EEX ou par des indices tels qu'HEREN ou Platts, représentent le prix des échanges réalisés ou, lorsque le marché n'est pas assez liquide, le prix « *mid* » entre les ordres de demande et d'offre (P_{ask} et P_{bid}). Ces cotations représentent le prix auquel un fournisseur peut s'approvisionner sur les marchés. La méthodologie de modélisation de l'approvisionnement par une PFC permet donc, à chaque étape du lissage, de bien prendre en compte l'ensemble des produits à terme disponibles pour le fournisseur, à un niveau de prix correspondant exactement à celui révélé par le marché de gros.

Les risques associés à l'approvisionnement sur le marché sont intégrés dans la rémunération de l'activité de commercialisation

Le coût d'approvisionnement en énergie détaillé précédemment reflète le coût de l'approvisionnement, à conditions normales, de l'intégralité du volume en MWh de la courbe de charge du sous-profil associé au poste horosaisonnier considéré. Il s'agit d'un coût « déterministe », qui ne prend pas en compte les risques supportés par le fournisseur liés à la variabilité des consommations de ses clients et à la volatilité des prix de marché.

Afin de mesurer l'impact de ces aléas, la CRE détermine par une méthode stochastique l'incidence des risques sur le coût d'approvisionnement, en croisant par des simulations de Monte Carlo des modèles d'aléas de consommation et de prix de marché spot. La prise en compte de ces impacts fait l'objet du paragraphe 4.6 consacré à la rémunération normale de l'activité de fourniture des TRV.

La structure de l'approvisionnement en énergie reflète les signaux de prix envoyés par le marché et, le cas échéant, par l'ARENH

Afin de garantir la contestabilité de tous les tarifs, d'envoyer des signaux de prix pertinents et de refléter la différenciation horo-saisonnaire des marchés et, le cas échéant, de l'ARENH, la CRE reproduit la structure des offres qu'un fournisseur peut proposer à partir des produits dont il dispose pour son approvisionnement.

Dans la situation actuelle, où le prix de l'ARENH est supérieur au prix de marché¹⁰, les fournisseurs ne souscrivent pas le produit ARENH. La structure de leurs offres de fourniture est fondée sur les seuls prix de marché. La CRE reproduit alors la structure de cet approvisionnement dans le coût d'approvisionnement en énergie du TRV :

1. Le coût d'approvisionnement uniquement au marché est calculé par sous-profil ;
2. Ce coût d'approvisionnement est recalé au niveau moyen d'un approvisionnement à l'ARENH et au marché pour chaque combinaison (tarif, option).

Dans le cas où le prix de l'ARENH est inférieur au prix de marché, les fournisseurs s'approvisionnent à l'ARENH et complètent leur approvisionnement sur le marché. La valorisation « économique » des droits ARENH, qui consiste à faire porter l'intégralité du bénéfice de l'ARENH sur les heures y donnant droit, reflète les coûts d'approvisionnement du fournisseur.

Cette approche, qui dépend du niveau relatif des prix de marché par rapport à l'ARENH, permet, tout en ayant un tarif reflétant en structure le mode d'approvisionnement des fournisseurs, de maintenir des prix horosaisonniers

⁷ Le produit « Base » correspond à un ruban, c'est-à-dire à un produit « plat ».

⁸ Le produit « Peak » correspond à un bloc portant sur les heures 9 à 20.

⁹ La quantité $\frac{CDC(h) - ARENH(h)}{nb \text{ jours de cotation durant 2 années}}$

¹⁰ On entend par cette formulation, reprise dans la suite du document, supérieur au coût d'approvisionnement sur les marchés d'un produit équivalent à l'ARENH, c'est-à-dire un produit calendaire base et, le cas échéant, de la capacité associée.

différenciés pertinents, c'est-à-dire un prix des heures « creuses » inférieur à celui des heures « pleines ». Elle évite par ailleurs les effets indésirables de rupture de continuité¹¹ de la structure des tarifs, en particulier lorsque le prix de marché est proche du prix de l'ARENH. Enfin, elle est compatible avec les dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, qui prévoit 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. »

Cas particulier des tarifs EJP et Tempo

Les tarifs EJP et Tempo, en raison des spécificités liées à l'existence d'une pointe mobile, font l'objet d'un traitement particulier : le fait que les jours de pointe mobile¹² soient tirés en cours d'année et varient selon la réalisation des aléas d'une année à l'autre rend impossible le calcul d'un coût d'approvisionnement en énergie déterministe basé sur une courbe de charge prévisionnelle *ex ante*. Par ailleurs, l'utilisation d'une PFC pour valoriser la part marché de l'approvisionnement lors des jours de pointe mobile ne permet pas de révéler toute l'amplitude des prix de marchés réellement constatés lors de ces périodes de tension du système électrique. Pour ces deux raisons, une méthodologie probabiliste a été mise en œuvre pour la tarification des tarifs à effacement.

Dans cette approche, le coût d'approvisionnement des sous-profil de pointe mobile est calculé en espérance par une simulation de Monte Carlo, qui permet de prendre en compte l'impact de la réalisation des aléas sur les coûts d'approvisionnement lors des jours de pointe mobile. Les caractéristiques spécifiques de cette approche sont les suivantes :

- Un grand nombre de scénarios d'aléas sont simulés et fournissent chacun un tirage des jours de pointe mobile. La CRE a retenu un critère de maximisation du prix spot sur la plage horaire du jour de pointe mobile, soumis également aux contraintes de calendrier spécifiques à la pointe mobile du tarif concerné. Ce critère présente l'avantage de la simplicité, tout en constituant, une fois introduite une décote statistique sur le prix de valorisation de la pointe mobile, une bonne approximation des niveaux de coûts historiques.
- Les heures de pointe mobile sont, pour chaque scénario, valorisées non plus à la PFC, mais au prix spot décoté. Ce dernier permet, compte-tenu du critère de tirage des jours de pointe mobile retenu, de bien rendre compte du coût d'approvisionnement réellement constaté par le fournisseur lors des jours de pointe mobile. Le coût d'approvisionnement du sous-profil de pointe mobile est alors calculé en espérance sur l'ensemble des scénarios simulés.
- Les tarifs à effacement, en contrepartie du prix élevé lors des heures de pointe mobile, offrent à leurs clients des prix inférieurs sur les autres heures de l'année. Cette spécificité est prise en compte en répercutant sur le sous-profil complémentaire du sous-profil de pointe mobile le bénéfice de son effacement lors des jours de pointe mobile. Ce gain correspond au surcoût d'approvisionnement évité, c'est-à-dire à la valorisation de la puissance effacée au différentiel entre le prix de la pointe mobile et le prix du sous-profil complémentaire.

4.2 Coût d'approvisionnement en capacité

Le code de l'énergie prévoit qu'en plus du coût d'approvisionnement en énergie, les tarifs réglementés intègrent le coût de la garantie de capacité que l'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter en totalité à la part variable du tarif.

Le coût de la capacité, nul pour le calcul des TRV en 2016, sera répercuté dans les tarifs à partir de la première année de livraison du mécanisme de capacité. Il sera uniformément réparti sur les heures « PP1 » sur lesquelles l'obligation de capacité des fournisseurs sera calculée. Chaque poste horo-saisonnier du tarif se verra alors affecter un coût de la capacité proportionnel au nombre prévisionnel d'heures PP1 inclus dans la plage horo-saisonnaire considérée. Le calcul de l'obligation de capacité du fournisseur sera effectué en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 du code de l'énergie et celles de l'arrêté du 22 janvier 2015 qui définit les « règles du marché de capacité ». Les heures « PP1 » n'étant toutefois connues qu'*ex post*, la puissance de référence sera calculée sur la base d'une répartition statistique *ex ante* des heures PP1 sur les jours éligibles.

Le coût d'approvisionnement de la capacité sera déterminé pour chaque sous-profil de consommation en fonction du volume de garanties de capacité nécessaire à la satisfaction de l'obligation de capacité, net des certificats

¹¹ Ces effets sont explicités dans la Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale, 18 février 2016, CRE.

¹² Jours EJP pour le tarif EJP, jours rouges et blancs pour le tarif Tempo

apportés par l’approvisionnement à l’ARENH, et valorisé à un prix de référence marché. En lien avec les travaux en cours pour faire converger les plages temporelles du signal Tempo et du mécanisme de capacité, la CRE envisage, dans le cadre des tarifs EJP et Tempo, de faire porter l’intégralité du coût de l’obligation de capacité respectivement aux heures de pointe mobile EJP et aux heures pleines des jours rouges Tempo.

4.3 Frais associés à l’activité de fourniture

4.3.1 Frais d’accès au marché

Ces frais comprennent les frais d’échange (« trading fees ») et les frais de la chambre de compensation (« clearing fees »), qui s’expriment par MWh échangés sur le marché, ainsi que les frais de livraison pour les produits à terme (« delivery fees »), qui s’expriment par MWh livré. L’approvisionnement complémentaire à l’ARENH peut s’effectuer par des achats et ventes sur les bourses, auprès de courtiers, ou par des échanges bilatéraux directs entre l’acheteur et le vendeur.

La CRE retient les frais d’accès au marché des bourses, qui sont des données publiques.

Tableau 2 : Frais d’accès aux produits à terme

Frais	en c€/MWh
Futures trading fees (EEX price list)	0,75
Futures clearing fees (ECC price list)	0,5
Futures total fees	1,25 c€/MWh échangé
Futures delivery fees	1 c€/MWh livré

Les frais des produits à terme sont inclus dans la composante déterministe de l’approvisionnement à hauteur des volumes approvisionnés à la PFC comme décrit en partie 4.1.3.

Tableau 3 : Frais d’accès au marché spot

Frais	en c€/MWh échangé
Day-ahead trading fees (EPEX spot price list)	7
Day-ahead clearing fees (ECC price list)	1,5
Day-ahead total fees	8,5

Les frais liés aux échanges sur le spot (Day-ahead) sont inclus dans le calcul de la composante stochastique, décrite au paragraphe 4.6.3, qui est prise en compte dans l’évaluation de la marge commerciale.

4.3.2 Garanties liées aux achats au marché et à l’ARENH

Pour pouvoir effectuer des achats et des ventes de produits à terme, un fournisseur constitue des garanties aux contreparties ou aux chambres de compensation. Les variations des cotations des produits futures au cours du temps entraînent, par ailleurs, des appels de marge, positifs ou négatifs selon le carnet d’ordre du fournisseur.

Afin de pouvoir souscrire le produit ARENH, un fournisseur doit également constituer une garantie, appelée en cas de défaut de paiement. Les méthodes de constitution de la garantie diffèrent selon les fournisseurs : garantie bancaire, maison mère ou encore consignation.

L’immobilisation de capital associée à ces garanties et appels de marge représente une composante du Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de l’activité de fourniture, abordée dans le paragraphe 4.6 relatif à la rémunération normale.

4.3.3 Coûts des écarts du périmètre d’équilibre

Les écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 et celle finalement constatée génèrent des coûts par l’intermédiaire du mécanisme de responsabilité d’équilibre. Ces coûts diffèrent selon la typologie des



consommateurs en portefeuille, dont les courbes de charge sont plus ou moins prévisibles. Par ailleurs, les fournisseurs dont le portefeuille de clients est important bénéficient du foisonnement des écarts de leurs clients, ce qui réduit leurs frais.

La CRE retient un coût de 0,3 €/MWh, valeur représentative des coûts dont la CRE dispose pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels.

4.3.4 Frais de soutirage RTE

Afin d'équilibrer le compte des écarts du mécanisme de responsabilité d'équilibre, tout soutirage effectué par un responsable d'équilibre génère des frais à verser à RTE, qui s'élèvent à 0,15 €/MWh¹³.

4.3.5 Contribution sociale de solidarité des sociétés

La contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) finance le régime de protection sociale des travailleurs indépendants (artisans, commerçants, exploitants agricoles, etc.) En 2016, toute personne morale de droit privé ou public ayant une activité dans le secteur concurrentiel, y compris dans les départements d'outre-mer, est soumise à la C3S. L'assiette de la C3S est le chiffre d'affaires hors TVA, auquel est appliqué un abattement de 19 millions d'euros. Le taux des contributions est de 0,16 % du chiffre d'affaires, 0,13 % pour la contribution sociale de solidarité des sociétés, et 0,03 % pour la contribution additionnelle.

Le montant de la C3S retenu dans les TRV est de 0,2 €/MWh.

4.4 Coûts de commercialisation

4.4.1 Référence de coûts à prendre en compte dans la construction tarifaire

L'article R. 337-19 du code de l'énergie dispose que les « coûts de commercialisation » prévus par l'article L. 337-6 du code de l'énergie correspondent « aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ». La référence au fournisseur aussi efficace qu'EDF dans l'appréciation des coûts de commercialisation des tarifs réglementés de vente est identique à la terminologie utilisée par les autorités de concurrence en matière de ciseau tarifaire ou de compression de marge. Cette rédaction a été introduite après consultation de la CRE, de l'autorité de la concurrence et du conseil d'État.

À cet égard, l'autorité de la concurrence avait rappelé au paragraphe 68 de son avis n° 14-A-14 du 26 septembre 2014 « qu'en droit de la concurrence, les tests de coûts utilisés pour démontrer une pratique tarifaire abusive susceptible d'exclure les concurrents du marché, que ce soient des prix prédateurs ou un ciseau tarifaire, sont mis en œuvre à partir des coûts de l'opérateur dominant. L'objectif de contestabilité des TRV, qui consiste précisément à prévenir de tels risques d'exclusion des concurrents par une mauvaise fixation du tarif, rejoint sur ce point l'exigence de couverture des coûts de l'opérateur historique. » L'autorité avait proposé « de retenir, pour le calcul du TRV, les coûts commerciaux d'EDF à l'exclusion des coûts des concurrents ».

La CRE estime qu'il y a lieu d'interpréter la notion de « fournisseur au moins aussi efficace » à la lumière de cet avis et de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant.

Par ailleurs, le 19 juin 2015, la CRE a organisé une consultation publique portant notamment sur la définition d'un fournisseur aussi efficace qu'EDF, à l'occasion de laquelle les fournisseurs lui ont transmis des éléments relatifs aux coûts de commercialisation qu'ils supportent pour leur activité de vente d'électricité aux clients de puissance souscrite inférieure à 36 kVA. La CRE estime que les éléments qui ont été portés à sa connaissance et les analyses qu'elle a pu mener à cette occasion ne sont pas aujourd'hui de nature à remettre en cause la référence des coûts de commercialisation de l'opérateur historique en ce qu'elle permet de garantir la contestabilité des tarifs réglementés de vente.

4.4.2 Évolutions des coûts commerciaux d'EDF en 2015 et 2016

Les coûts commerciaux réalisés d'EDF en 2015 ont été supérieurs aux coûts prévisionnels

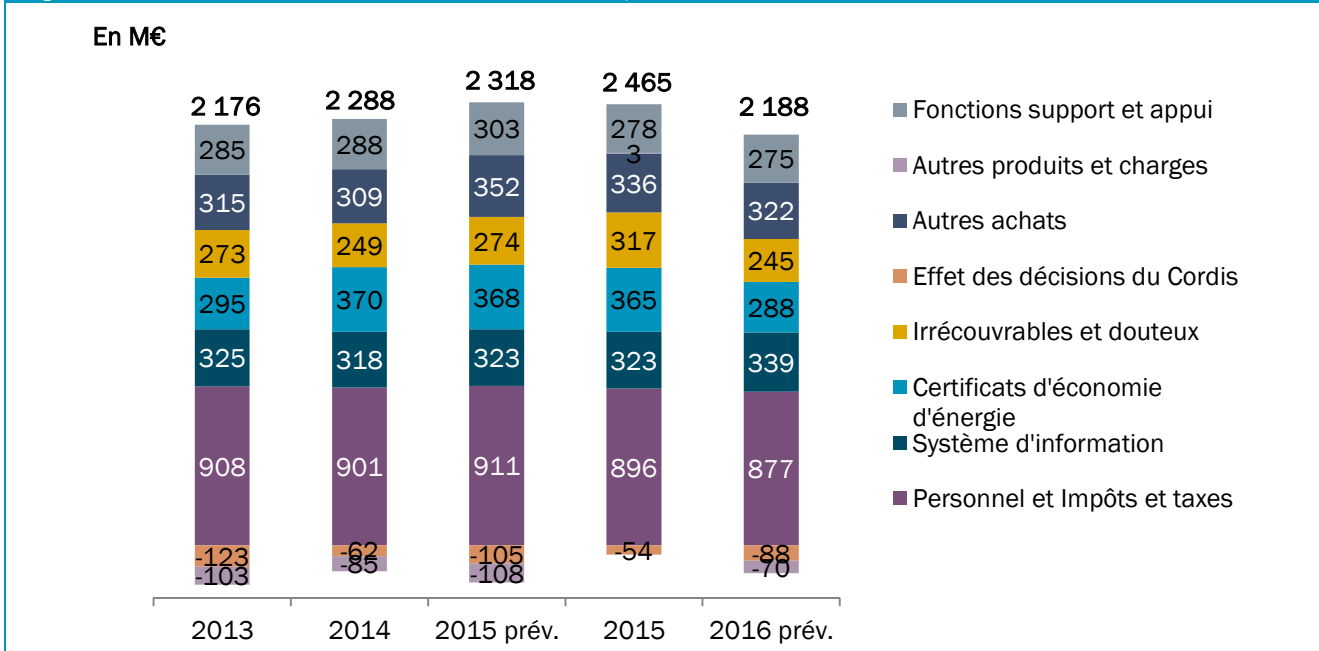
Les coûts commerciaux réalisés 2015 d'EDF sur le segment TRV électricité ont été supérieurs aux coûts prévisionnels, en raison notamment d'évènements non récurrents liés à (i) une prévision erronée de l'impact de la

¹³ Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant approbation de la révision du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre

décision du CoRDIS du 17 décembre 2012 concernant la part des impayés à la charge du gestionnaire de réseau de distribution, (ii) à un apurement d'anciennes créances et enfin (iii) à des coûts de recouvrement et des irrécouvrables liés à l'application de l'arrêté tarifaire rétroactif portant sur la période allant de juillet 2012 à août 2013 supérieurs aux anticipations.

La Figure ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation « électricité » d'EDF en France.

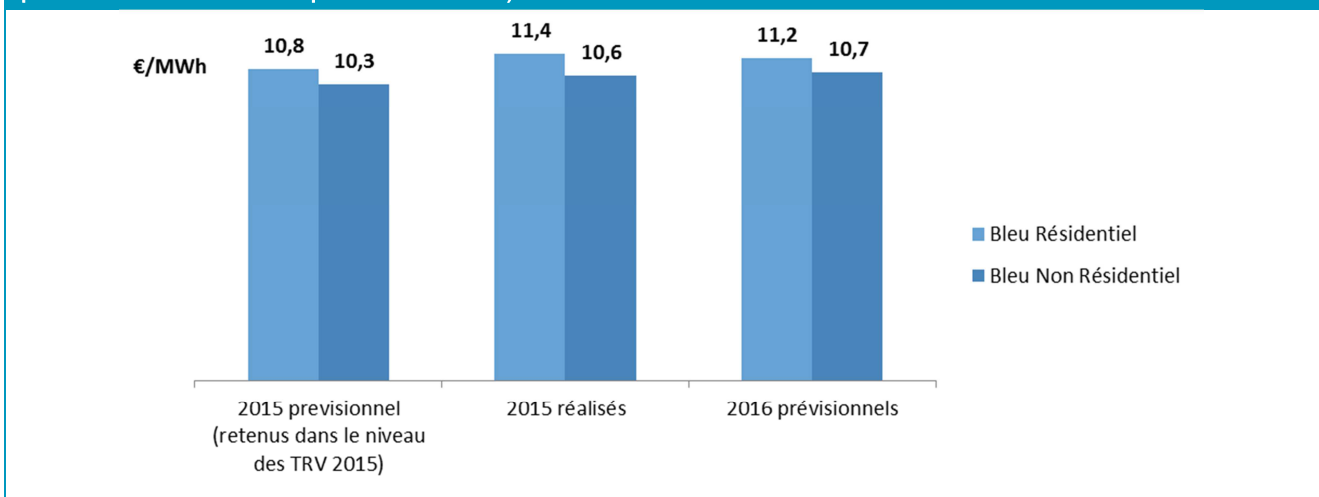
Figure 3 : Evolution des coûts commerciaux d'EDF au périmètre électricité France entre 2013 et 2016



Les coûts commerciaux prévisionnels d'EDF en 2016 au périmètre TRV augmentent de 0,4 €/MWh par rapport aux coûts prévisionnels retenus dans les tarifs de 2015, mais diminuent par rapport aux coûts réalisés 2015

En 2016, la part des coûts commerciaux affectés aux clients aux tarifs réglementés de vente est relativement stable par rapport aux coûts commerciaux prévisionnels de l'année 2015. Le volume prévisionnel de vente aux TRV a en revanche diminué, ce qui entraîne mécaniquement une hausse des coûts commerciaux prévisionnels unitaires 2016 de 0,4 €/MWh, mise en évidence ci-dessous.

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût des CEE d'EDF pour les clients aux TRV bleus - prévisionnels et réalisés en 2015 (base de données à température normale 2015) et prévisionnels 2016 (volumes prévisionnels 2016 à température normale)



Dans le cadre de la présente proposition, en continuité avec les modalités appliquées jusqu'à présent, la CRE affecte 50 % des coûts de commercialisation à la part fixe des tarifs et 50 % à la part variable.

Cas particulier : La CRE retient des coûts de commercialisation identiques à ceux des clients aux TRV bleus non résidentiels pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA demeurant aux TRV jaunes et verts.

La baisse importante du nombre de clients aux TRV jaunes et verts occasionnée par la fin des TRV pour les clients de puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA, provoque une hausse significative du coût unitaire de commercialisation de ces clients. En raison de la difficulté d'identifier et d'affecter ces coûts à un portefeuille de clients dont la taille a très significativement évolué, et afin de prémunir ces clients contre des variations importantes de factures liées à cette évolution, la CRE retient des coûts commerciaux identiques à ceux des TRV bleus non résidentiels, qui constituent une référence de coûts stable sur un portefeuille de clients de caractéristiques de consommation similaires.

4.4.3 Affectation des coûts commerciaux d'EDF

La CRE avait demandé à EDF en février 2015 de réaliser un audit sur le périmètre des coûts de commercialisation retenus et sur leur affectation entre la fourniture d'électricité aux TRV et les autres activités commerciales. L'étude, confiée par EDF au cabinet EY (Ernst & Young), a permis de vérifier la conformité des chiffres transmis par EDF à son modèle d'activité commerciale, mais n'a pas permis d'expertiser le modèle d'activité lui-même, en particulier les méthodologies et hypothèses utilisées pour affecter les coûts de commercialisation entre les différents produits et clients.

Malgré des demandes réitérées, EDF n'a documenté auprès de la CRE son modèle d'activité qu'en juin 2016. En conséquence, la CRE n'a pas été en mesure d'expertiser ce modèle à des échéances compatibles avec la présente proposition tarifaire. Elle procédera à l'étude approfondie de ce modèle dans le cadre de la préparation de sa prochaine proposition.

4.5 Charges d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Plusieurs options du TURPE peuvent être appliquées à un client aux TRV. Dans la mesure où ces clients disposent d'un contrat unique¹⁴, c'est leur fournisseur qui choisit l'option du TURPE qui minimise leur coût d'acheminement. Cette optimisation se traduit dans les grilles des tarifs réglementés de vente : pour chaque configuration tarif/option/puissance, le niveau du TURPE retenu dans les TRV correspond à la moyenne des TURPE optimisés de l'ensemble des clients de cette configuration.

Les composantes de TURPE prises en compte dans le calcul et retenues dans les tarifs bleus sont les suivantes :

- Composante annuelle de gestion (« CG »), affectée à l'abonnement du TRV ;
- Composante annuelle de soutirage (« CS »), affectée à l'abonnement du TRV;
- Composante annuelle de comptage (« CC »), affectée à l'abonnement des TRV pour la part puissance et à la part variable du TRV pour la part proportionnelle à l'énergie.

Le tableau ci-dessous décrit les options tarifaires du TURPE accessibles pour chacune des options du TRV bleu.

Tableau 4 : Les formules tarifaires BT ≤ 36 kVA du TURPE accessibles par option du TRV bleu

	CU	MU – DT	LU
Base	X		X
HP/HC	X	X	
EJP	X		
Tempo	X	X	
Eclairage Public			X

¹⁴ Les clients signent un contrat avec le fournisseur qui facture un tarif intégrant la composante d'acheminement.

Les clients ayant souscrit une option tarifaire Base, EJP ou éclairage public ne peuvent pas se voir affecter un TURPE à différenciation temporelle puisque le système de comptage associé ne permet pas de mesurer les consommations lors des heures pleines et des heures creuses. Par ailleurs, l'option LU du TURPE n'est disponible que pour les structures de comptage à 1 cadran.

Le calcul d'optimisation du TURPE permet d'évaluer l'abonnement et la composante de soutirage pour chaque poste horosaisonnier, pour chaque puissance de chaque option tarifaire. Lorsqu'il n'y a pas correspondance entre les postes horosaisonniers du TRV et l'option du TURPE, le calcul est effectué en application du contrat 501 conclu entre Enedis et EDF adossé au contrat GRD-F¹⁵.

Les données de consommation à température normale et de puissance souscrite utilisées pour calculer le TURPE optimisé proviennent de la base de données du portefeuille de clients d'EDF aux TRV.

Le calcul du TURPE moyen optimisé pour les clients ayant un TRV jaune ou vert est effectué en application du contrat 501 susmentionné.

4.6 Rémunération normale de l'activité de fourniture

4.6.1 Principe de rémunération d'une activité à faibles capitaux investis

Les composantes de l'empilement correspondant au TURPE, à l'ARENH et au marché de gros incluent une rémunération pour le gestionnaire de réseau et pour le producteur. La rémunération de l'activité de fourniture vise à rémunérer l'activité de « commercialisateur pur » d'électricité pour des clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA.

Le cadre réglementaire usuel de calcul d'une rémunération pour une activité capitalistique est la rémunération d'une Base d'Actifs Régulé (BAR) à un Coût Moyen Pondéré du capital (CMPC) généralement calculé par un modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF).

L'activité de fourniture d'électricité est toutefois une activité peu capitalistique présentant d'importants coûts opérationnels et d'approvisionnement. Le Besoin en Fonds de Roulement (BFR) est faible en raison des délais dont dispose un « commercialisateur pur » pour effectuer les paiements de l'ARENH, de l'approvisionnement au marché, du TURPE et le reversement des taxes. Le délai de paiement des clients est propre à chaque fournisseur et dépend notamment de la part de clients mensualisés. L'utilisation du MEDAF conduirait ainsi à une rémunération quasi nulle.

Des activités présentant peu ou pas de capitaux investis peuvent toutefois justifier une rémunération reflétant leurs risques.

4.6.2 Rémunération au titre de la couverture des risques

La stratégie de gestion des risques de l'activité de commercialisation retenue pour le calcul des tarifs repose sur une approche par « quantiles de risque ». Les marges pour aléas sont dimensionnées de manière à couvrir les surcoûts d'approvisionnement associés à un certain quantile de scénarios¹⁶.

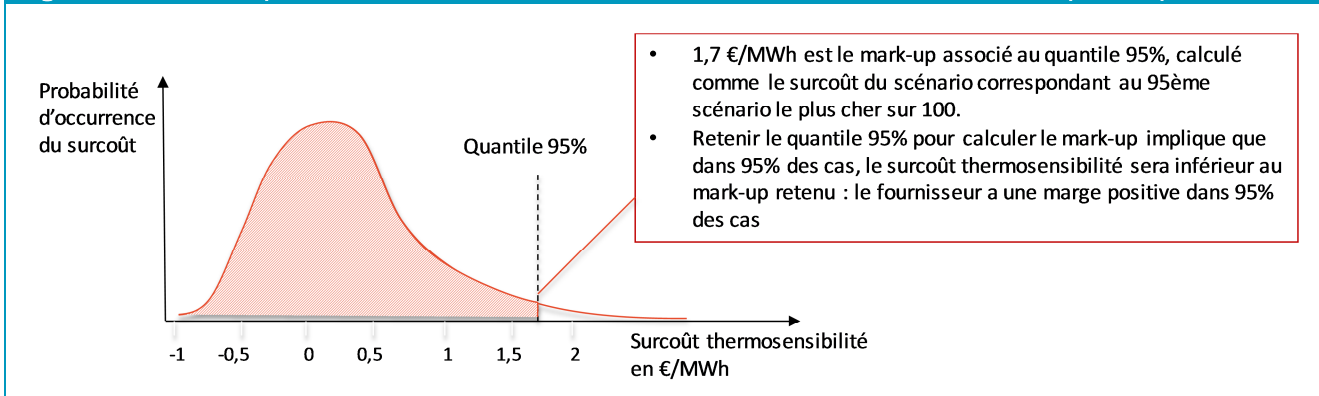
Afin d'évaluer ces surcoûts, la CRE recourt à des simulations de Monte Carlo d'un nombre statistiquement représentatif de scénarios d'aléas (température, prix spot, écarts de consommation hors thermosensibilité). Pour chaque typologie de risque, chaque scénario fournit un surcoût d'approvisionnement lié aux achats et aux ventes sur le marché spot générés par les aléas associés à ce risque. Ce surcoût par rapport au coût d'approvisionnement déterministe (cf. 4.1.3) est positif, lorsque la consommation sur l'année est supérieure à la prévision, ou négatif dans le cas inverse.

La figure ci-dessous représente le classement, par surcoût croissant, des scénarios modélisés. Le surcoût du scénario correspondant au quantile 95 % permet d'assurer une rémunération positive au fournisseur dans 95 cas sur 100.

¹⁵ <http://www.erdf.fr/nos-roles-respectifs#onglet-engagements-et-tarifs>

¹⁶ Un quantile de 95 % signifie par exemple que dans 95 % des scénarios simulés, la marge pour aléas est supérieure au surcoût d'approvisionnement.

Figure 5: Distribution par surcoût croissant des scénarios modélisés afin d'évaluer un mark up de risque



En pratique, le choix du quantile dépend de la stratégie du fournisseur, qui arbitre entre son exposition au risque et la compétitivité de ses offres. La CRE a retenu une approche prudentielle avec des quantiles élevés (95%), qui permet de garantir la pérennité de l'activité des fournisseurs au regard des risques identifiés :

- Un fournisseur ne sera confronté à une situation de perte potentielle que dans 5 % des cas, soit potentiellement une fois tous les vingt ans.
- Les provisions associées à un quantile de 95 % sont supérieures à l'espérance des surcoûts associés aux différents risques. Par conséquent, sur le long terme, le gain financier associé à la politique de risque est positif pour le fournisseur : les provisions pour risques couvrent les pertes éventuelles liées aux années défavorables.

4.6.3 Les risques associés à l'activité de fourniture d'électricité

Un fournisseur d'électricité fait face à des risques liés à l'incertitude sur le niveau de la consommation de ses clients, qui ne lui permettent pas d'approvisionner *ex ante* exactement les volumes d'électricité à l'ARENH et au marché. Ces risques, détaillés ci-après, sont liés à la thermosensibilité des clients, à l'aléa de consommation « macroéconomique » et à l'évolution du nombre de sites du fournisseur (risque « portefeuille »).

Certains risques sont couverts par des charges incluses dans les coûts commerciaux (CEE, impayés), il n'est donc pas envisagé de rémunération à ce titre. D'autres risques, tels que les incertitudes réglementaires, sont difficilement quantifiables.

Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs

Les consommateurs résidentiels de France métropolitaine ont des consommations particulièrement sensibles à la température, en raison de leur mode de chauffage. Cette thermosensibilité, modalisée sous la forme d'un gradient spécifique à chaque sous-profil de consommation, fait courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché de gros de court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle proche du temps réel pour satisfaire la consommation effective.

Les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici l'hypothèse que la température heure par heure au cours d'une journée donnée est connue la veille, de façon à ce que les volumes d'énergie correspondants puissent être approvisionnés en J-1.

Outre son amplitude qui en fait le poste de risque le plus significatif, le risque thermosensible présente la caractéristique supplémentaire d'être d'espérance positive, c'est-à-dire qu'en moyenne il représente un surcoût pour le fournisseur. Cette caractéristique s'explique par le fait que le prix spot est corrélé négativement à l'aléa température : une température basse entraîne l'approvisionnement de volumes importants par le fournisseur, à un prix élevé sur le marché spot.

Risque de consommation « macro-économique »

D'autres éléments peuvent induire des écarts de consommation par rapport aux prévisions d'un fournisseur, notamment dus à des paramètres exogènes résiduels tels que la modification du contexte économique, l'évolution liées aux usages, etc.

La CRE modélise cet aléa de consommation à partir de l'historique des écarts entre les prévisions de consommation de RTE et les consommations réalisées. Les écarts par rapport à l'approvisionnement déterministe sont ensuite valorisés au prix spot¹⁷.

Dans le cas où une obligation de capacité pèse sur les fournisseurs, l'aléa consommation intègre également une composante capacité, résultant de la modification de l'obligation effective du fournisseur due aux écarts de la consommation constatée avec la consommation prévisionnelle, qui expose le fournisseur à un risque prix sur la capacité. La quantification de ce risque prix nécessite néanmoins des données concernant la volatilité du prix de marché de la capacité, qui ne sont, en l'état d'avancement du mécanisme, pas disponibles aujourd'hui.

Par ailleurs, il convient de noter que l'obligation de capacité étant calculée à température extrême de référence, le risque thermosensible ne présente pas de composante capacité.

Risque lié au complément de prix ARENH

Les aléas de consommation thermosensibles et macro-économiques, outre de potentiels surcoûts d'approvisionnement, exposent par ailleurs les fournisseurs au paiement d'un potentiel complément de prix ARENH. Le terme CP1 est un terme de compensation des éventuels gains liés à la revente de l'ARENH excédentaire au spot : la référence de prix étant reproductible, le terme CP1 n'expose pas les fournisseurs à un risque prix et n'est donc pas générateur de surcoûts. Le terme CP2 est en revanche un terme de pénalisation, générant un surcoût pour les volumes d'ARENH excessifs, et est donc couvert à la hauteur du quantile retenu.

Risque de consommation « portefeuille »

Le risque portefeuille traduit les écarts entre le sourcing prévisionnel et le sourcing réalisé dus à l'évolution dans le temps de la composition du portefeuille d'un fournisseur. L'évaluation de ce risque est délicate, car l'évolution des portefeuilles de clients est très dépendante de l'intensité concurrentielle et de la stratégie commerciale propre à chaque fournisseur.

Une approche majorant le calcul de cette provision pour risque, reposant sur le produit des variations de volumes liés à l'évolution du nombre de sites et des variations des prix de marché, conduit à un ordre de grandeur de 0,2 €/MWh.

4.6.4 Conclusions : marge retenue par la CRE

En raison de la difficulté d'évaluer certains des risques mentionnés précédemment, notamment s'agissant des incertitudes législatives, réglementaires et régulateurs ou du risque portefeuille, la CRE s'est livrée à une analyse des marges commerciales de fournisseurs d'énergie européens comparables. Ces analyses font apparaître qu'une marge de commercialisation égale à 3 % du TRV hors taxes (et hors rattrapage) est appropriée à l'activité.

Ce niveau de marge vise à couvrir l'ensemble des risques associés à l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité, qu'ils soient quantifiables (risque thermosensible et risque macroéconomique) ou non quantifiables (risque portefeuille, risque réglementaire), tout en tenant compte de leur effet de foisonnement (le coût des risques calculé globalement est inférieur à la somme des coûts des risques évalués séparément). Il a vocation par ailleurs à rémunérer les capitaux investis dans l'activité de commercialisation.

Tableau 5 : Marge commerciale des tarifs bleus résidentiels

Composantes de la marge commerciale pour les clients aux tarifs bleus résidentiels	Marge associée en €/MWh
Couverture du risque thermosensibilité à 95%	1,82
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,05
Marge pour rémunération risques non quantifiables	1,29
Total	3,16

¹⁷ Dans le cas d'un approvisionnement lissé sur 2 ans, cette approche est plutôt majorante. En effet, la consommation prévisionnelle à température normale, calculée 2 ans en amont, n'est pas révisée lors du processus d'approvisionnement lissé retenu par la CRE, ce qui permettrait pourtant de couvrir les écarts éventuels sur les marchés à terme de façon également lissée, réduisant ainsi l'exposition à l'aléa prix spot.

5. RATRAPAGES TARIFAIRES

Comme l'a indiqué la CRE dans son Rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité de juillet 2015, « les écarts de coûts constatés entre le niveau des TRV et les coûts comptables d'EDF au titre des années 2012, 2013 et 2014 induisent des rattrapages conséquents, qui devront être effectués lors de prochains mouvements tarifaires ».

Les tarifs réglementés de vente en vigueur depuis le 1^{er} août 2015 n'ont permis de réaliser qu'une partie de ces rattrapages.

Les décisions du Conseil d'Etat du 15 juin 2016 (n°383722 et 386078) ont enjoint aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de prendre deux arrêtés rétroactifs, pour la période comprise entre le 1^{er} août 2014 et le 31 octobre 2014 d'une part, et pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 juillet 2015 d'autre part, qui devront permettre le rattrapage du déficit de couverture des coûts au cours de la période tarifaire précédente.

Aucun rattrapage n'est toutefois envisagé par les ministres compétents au titre du déficit de couverture des coûts sur la période tarifaire s'étendant du 23 juillet 2012 au 1^{er} août 2013.

Comme la CRE l'indiquait dans son rapport de juillet 2015, le montant du rattrapage tarifaire 2012 s'élève à 422 M€, montant lié à un déficit de couverture exclusivement porté par les clients bleus résidentiels.

Pour le bon fonctionnement des marchés, la CRE fixe le rattrapage au titre du présent tarif à la moitié du montant des écarts entre coûts et tarifs constatés sur l'exercice 2012 en augmentant les parts variables de l'ensemble des tarifs réglementés de vente bleus résidentiels de 1,7 €/MWh.

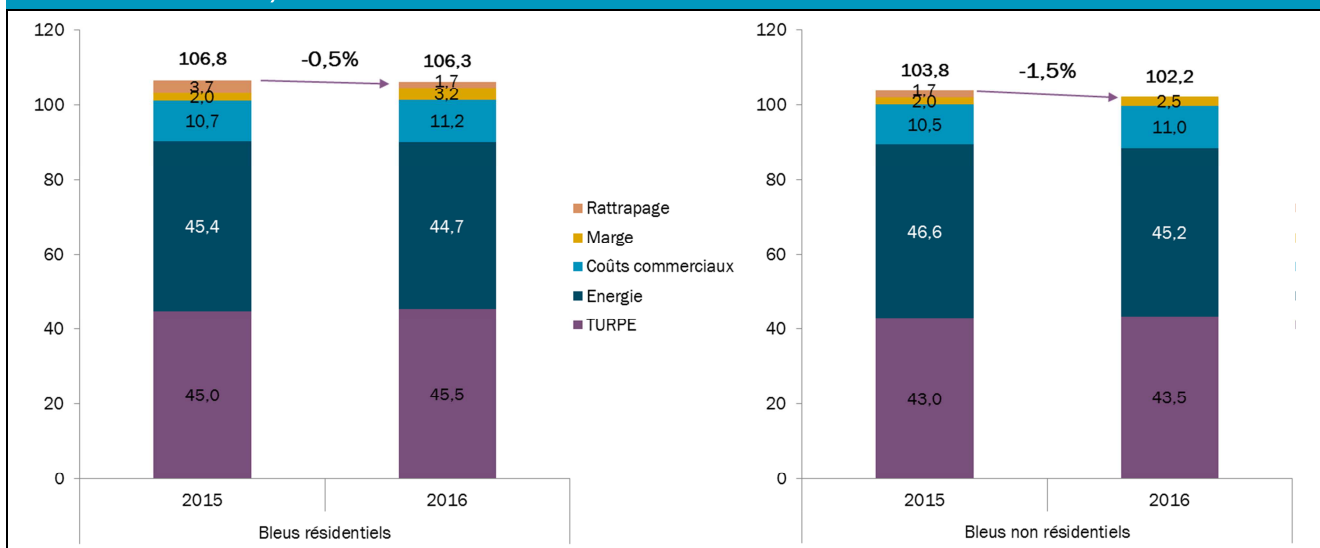
6. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT

Les tarifs réglementés de vente annexés à la présente délibération sont l'addition de l'empilement tarifaire précédemment exposé, qui a pour objet d'assurer la contestabilité des tarifs réglementés, et des rattrapages pris en compte au titre de 2012.

Sur le fondement notamment des éléments de coûts de commercialisation transmis par les fournisseurs à l'occasion de ses travaux préparatoires à l'élaboration de sa proposition tarifaire, la CRE estime que le mouvement proposé, dans le contexte actuel des marchés de l'électricité, où les prix évoluent à des niveaux inférieurs au prix de l'ARENH depuis plusieurs mois, est de nature à garantir, par construction, la contestabilité des tarifs et à ménager un espace économique significatif aux fournisseurs alternatifs.

Le schéma ci-dessous présente la décomposition de l'évolution moyenne, en niveau, des tarifs réglementés de vente.

Figure 6 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente (en €/MWh, calculs fondés sur la base de données clients 2015)



7. LE COUT COMPTABLE DE FOURNITURE D'EDF

Dans sa décision n° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'Etat indique que les tarifs réglementés de vente d'électricité, au titre de la période allant du 1er novembre 2014 au 31 juillet 2015, doivent couvrir, en application du cadre juridique alors en vigueur, les « *coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, incluant les frais financiers ; qu'en revanche, ces tarifs n'ont pas à garantir un niveau quelconque de rémunération des capitaux propres engagés* ».

Sur le fondement de cette décision, la CRE a demandé à EDF de lui transmettre les éléments méthodologiques nécessaires au calcul des frais financiers et leur estimation s'agissant de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité, pour les exercices 2014, 2015 (réalisés) et 2016 (prévisionnels). Au vu des éléments transmis par EDF, la CRE constate que les tarifs proposés assurent la couverture de cette référence de coûts, c'est-à-dire de l'ensemble des coûts comptables de l'activité de fourniture y compris les frais financiers.

Toutefois, la CRE observe que l'évaluation des frais financiers susceptibles d'être affectés à une activité spécifique telle que la vente au tarif réglementé, nécessite de mettre en œuvre une méthodologie spécifique et normative, dès lors que le rattachement de ces frais ne relève pas de principes comptables usuels. La CRE procédera en conséquence, à l'occasion de sa prochaine proposition tarifaire, à l'analyse critique de la méthodologie proposée par EDF.

8. LA CRE SIMPLIFIE LES TARIFS « EXOTIQUES » ET « ATYPIQUES »

8.1 Les tarifs réglementés de vente verts perdurent pour les clients raccordés en HTA de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA

Les clients de puissance inférieure ou égale à 36 kVA raccordés en haute tension conservent la possibilité de souscrire un tarif réglementé « vert »¹⁸. Ces clients représentent environ 7 000 sites en décembre 2015.

En application de l'article R. 337-20 du code de l'énergie¹⁹, la CRE supprime le tarif A8, qui ne concernait plus que six clients dans les deux options Base et EJP. Ces clients devront souscrire une autre offre de fourniture dans un délai d'un an. À défaut, ils seront automatiquement basculés au tarif vert A5 MU, respectivement Base et EJP, selon les conditions fixées à l'article R. 337-20 du code de l'énergie. D'ici à sa suppression définitive, le tarif A8 évolue homothétiquement par rapport aux tarifs en vigueur, selon le niveau moyen d'évolution des tarifs verts.

La tarification par empilement ne permet pas d'élaborer de versions tarifaires, dans la mesure où l'ensemble de la part énergie est désormais portée uniquement par la part variable du tarif. En conséquence, le tarif vert ne comportera plus de version, mais conservera deux options tarifaires à 5 postes horosaisonniers, Base et EJP. À titre transitoire, la CRE maintient les versions existantes, pour des raisons techniques et contractuelles.

8.2 Les clients au tarif vert raccordés en basse tension de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (Bornes Postes) peuvent conserver leur tarif

L'article R. 337-18 du code de l'énergie dispose que « *les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts si les puissances souscrites sont exprimées en kilowatt, qui bénéficient au 31 décembre 2015 d'un « tarif Vert », peuvent conserver le « tarif Vert » tant qu'ils ne demandent pas à changer d'option, de version ou de puissance souscrites.* » Ces consommateurs, qui représentent environ 1 100 sites en décembre 2015, bénéficient du tarif vert tant qu'ils ne demandent pas à en changer. Les tarifs qui leur sont applicables sont les tarifs verts proposés aux clients HTA (cf. paragraphe 8.1), auxquels s'ajoute une « majoration borne-poste » reflétant le surcoût du TURPE BT par rapport au TURPE HTA.

¹⁸ L'article R. 337-18 du code de l'énergie dispose que « le « tarif vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension (tension de raccordement supérieure à 1 kilovolt), situé dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, ou situé en métropole continentale et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts si les puissances souscrites sont exprimées en kilowatt. »

¹⁹ Article R. 337-20 du code de l'énergie : « [...] Les options supprimées ne sont plus proposées aux clients à compter de la date d'effet de cette suppression. Dans un délai maximum de trois mois à compter de cette date, les opérateurs en charge de la fourniture d'électricité avisent chaque client disposant d'une option supprimée de la nécessité d'en choisir une autre parmi celles en vigueur. Si ce choix n'a pas été opéré dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, le client se voit appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par l'arrêt de suppression de l'option. Si le changement d'option nécessite une modification du dispositif de comptage, le coût de cette modification est supporté par l'opérateur en charge de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés. »

8.3 Les clients au tarif jaune raccordés en basse tension de puissance inférieure ou égale à 36 kVA peuvent conserver leur tarif

L'article R. 337-18 du code de l'énergie dispose que « les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères, qui bénéficient au 31 décembre 2015 d'un « tarif Jaune » et dont le dispositif de comptage permet les dépassements de puissance, peuvent conserver le « tarif Jaune » tant qu'ils ne demandent pas à changer d'option, de version ou de puissance souscrites. » Ces clients, qui représentent environ 5 400 sites en Base et moins d'une centaine en EJP en décembre 2015, bénéficient du tarif jaune tant qu'ils ne demandent pas à en changer.

Pour ce mouvement tarifaire, la CRE maintient les versions existantes (MU et LU) de l'option Base, pour des raisons techniques et contractuelles. Ces versions sont toutefois mises au même niveau, et les coefficients de puissance réduite sont pris égaux à 1.

8.4 Modalités d'évolution des options « exotiques » des tarifs bleus

Les tarifs bleus non résidentiels présentent 4 options dites « exotiques » :

1. Le tarif bleu non résidentiel pour utilisation longue avec comptage, souscrit par 670 sites à 6 kVA, comprend un abonnement élevé et une faible part variable. Le CRE supprime cette option tarifaire. Les sites qui n'auront pas choisi une autre offre de fourniture dans un délai d'un an seront basculés au tarif bleu non résidentiel 6 kVA Base. D'ici là, l'abonnement et la part variable de cette option sont alignés sur l'option base 6 kVA, ce qui entraîne une baisse de 56 % en moyenne de la facture HT de ces clients.
2. Le tarif bleu non résidentiel pour utilisation longue sans comptage, souscrit par environ 33 500 sites de puissance inférieure à 2,2 kVA, ne comprend qu'un abonnement en €/kVA. Ce tarif étant amené à perdurer, la CRE le porte au niveau prévu par la tarification par empilement en trois étapes, occasionnant une hausse de facture de 13 % pour le présent mouvement.
3. Le tarif bleu non résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau, qui s'applique à 700 clients, est proposé aux sites dont le raccordement au réseau de distribution serait trop onéreux pour la collectivité. La CRE fera évoluer ces grilles au même rythme moyen que les autres tarifs bleus.
4. Les clients au tarif bleu non résidentiel pour fournitures diverses (télédistribution) se voient déjà appliquer la grille du tarif bleu non résidentiel 3 kVA Base. La CRE supprime donc ce tarif, souscrit par 800 sites. Les clients n'ayant pas choisi une autre offre de fourniture dans un délai d'un an après sa suppression se verront appliquer le TRV bleu Base non résidentiel 3 kVA, sans conséquence sur leur facture.

9. BAREMES TARIFAIRES ET CONSEQUENCES SUR LES FACTURES

9.1 Arrêté des ministres encadrant la construction de la structure des TRV

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu " ;
- le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels. [...] »

Le projet d'arrêté dont a été saisie la CRE le 31 mai 2016, sur lequel elle a rendu un avis le 21 juin 2016, fixe, pour les tarifs bleus résidentiels, à 25 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Le plafonnement de la part fixe concerne uniquement l'option base 3 kVA, la part fixe de l'ensemble des autres options du tarif bleu résidentiel étant inférieure à 25% de la facture hors taxe. Le déficit de recettes lié au plafonnement devrait en principe être compensé par une hausse de la part variable de ces mêmes consommateurs. Toutefois, en application des dispositions permettant un lissage des évolutions en structure des tarifs afin d'éviter « des évolutions de factures d'amplitudes excessives » (article R 337-20-1, voir paragraphe 9.2 ci-après), la hausse de la facture moyenne hors taxes pour les clients de puissance souscrite 3 kVA est limitée à

5 %. Le déficit de recettes résiduel est compensé par une augmentation uniforme de l'ensemble des autres parts variables des tarifs bleus résidentiels.

La CRE a choisi d'appliquer le ratio minimal de 7 prévu par le projet d'arrêté à l'option Tempo résidentiel.

9.2 Lissage des évolutions tarifaires

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « *la Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives.* »

9.2.1 Les évolutions en structure des tarifs à effacement sont lissées sur trois ans

Compte tenu d'une part des importantes évolutions en structure nécessaires pour atteindre l'empilement pour les tarifs à effacement TEMPO professionnel et EJP résidentiel et professionnel, et d'autre part afin de ne pas réduire la différenciation horosaisonnnière de ces tarifs pour atteindre la structure actuelle de l'empilement avant d'augmenter à nouveau cette différenciation lors de la mise en place du mécanisme de capacité, la CRE effectue un lissage du mouvement en structure en trois ans pour ces options.

9.2.2 L'évolution du TURPE BT vers un TURPE non dégressif est anticipée pour les TRV bleus résidentiels

Les tarifs bleus résidentiels en vigueur comportent une part variable identique pour l'ensemble des puissances souscrites d'un même poste horosaisonnier, alors que le TURPE présente une dégressivité selon les plages de puissance souscrite. Pour prévenir une instabilité susceptible de « *nuire à la lisibilité des signaux tarifaires* », la CRE anticipe l'évolution attendue à l'occasion du TURPE 5²⁰, qui prévoit la disparition de cette dégressivité, en continuant de ne pas répercuter la dégressivité de TURPE 4 dans les parts variables.

Les tarifs bleus non résidentiels reflètent la dégressivité de la part acheminement dans leurs parts variables. Celle-ci est maintenue dans le présent mouvement.

9.3 Orientations de politique énergétique des ministres

Les profils de consommation incluent désormais un profil prenant en compte les spécificités des consommations pendant le week-end. Par courrier en date du 6 juin 2016, les ministres de l'énergie et de l'économie ont communiqué à la CRE leurs orientations de politique énergétique. Ils ont indiqué que la CRE « *pourrait examiner l'opportunité d'offres réglementées sur la base de ces profils* ». Compte tenu des délais dont elle dispose pour élaborer sa proposition tarifaire, la CRE n'a pas pu apprécier l'opportunité de proposer des TRV « option week-end ». Elle mènera cette analyse ultérieurement.

9.4 Barèmes tarifaires

Les barèmes tarifaires proposés par la CRE figurent en annexe.

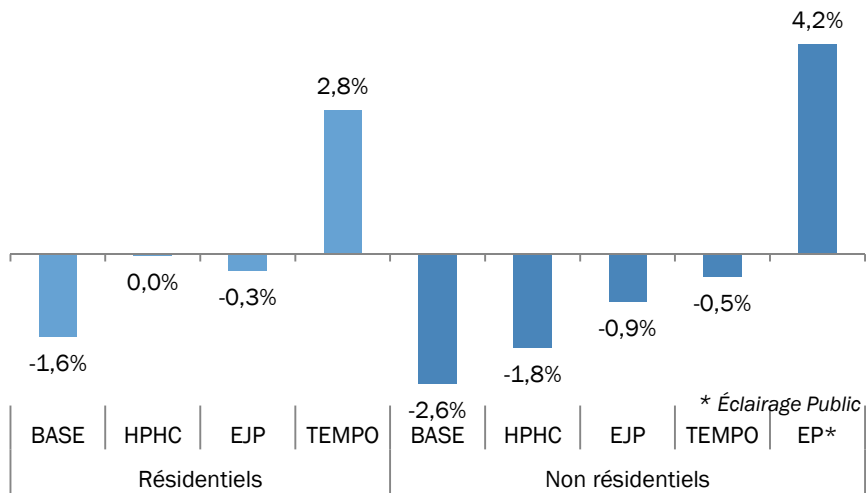
9.5 Effets des évolutions tarifaires sur les factures des consommateurs

9.5.1 Évolutions par option

Le mouvement occasionne une baisse de 0,5 % en moyenne des tarifs réglementés de vente hors taxes pour les consommateurs aux tarifs bleus résidentiels et une baisse de 1,5 % en moyenne pour les consommateurs aux tarifs bleus non résidentiels. Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans la figure ci-après.

²⁰ Consultation publique lancée le 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Figure 7 : Évolution moyenne du TRV hors taxes par option

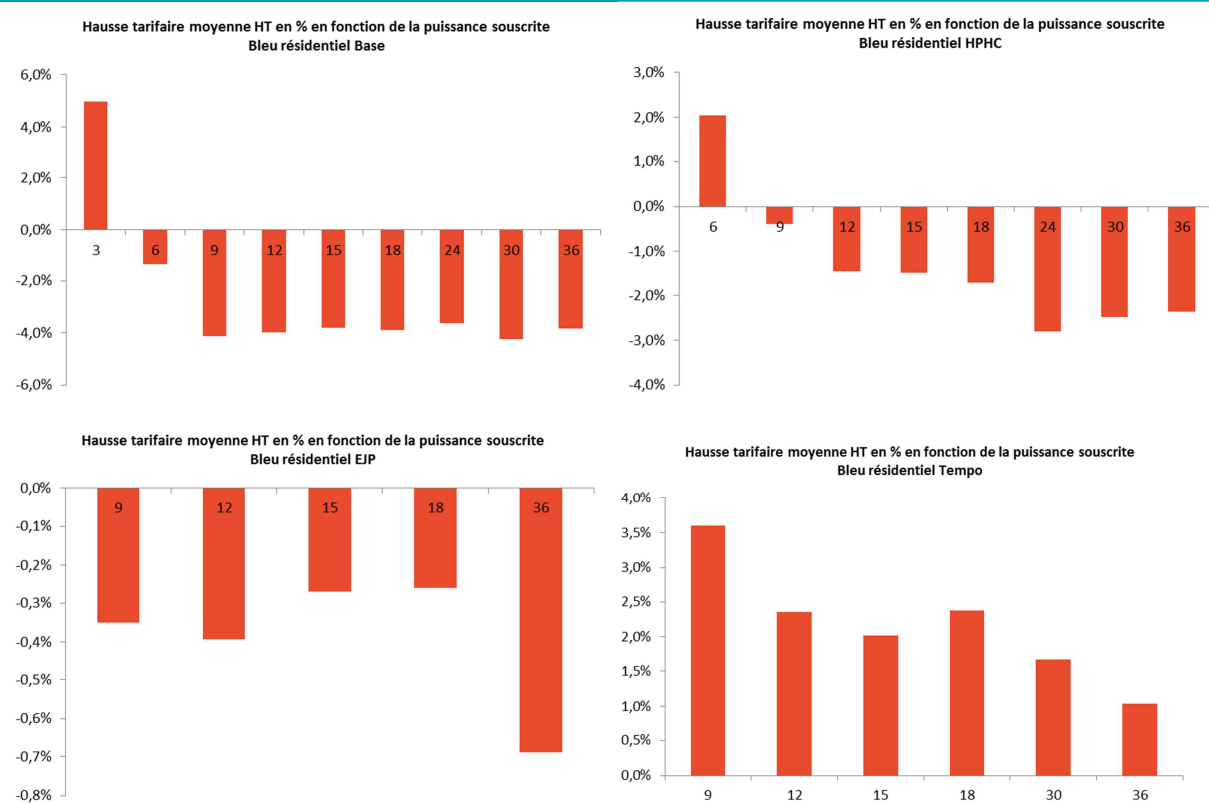


Source : Calcul CRE à partir des données clients d'EDF

9.5.2 Évolutions par option et par puissance

L'abonnement des clients de puissance souscrite 3 et 6 kVA est actuellement inférieur à la somme des parts fixes des coûts commerciaux et du TURPE, alors que l'abonnement des puissances supérieures est trop élevé. Ce déséquilibre explique l'essentiel du paysage des évolutions de facture présenté ci-après, avec des baisses plus significatives (ou de moindres hausses) pour les plus fortes puissances.

Figure 8 : Évolutions par option et par puissance souscrite des tarifs bleus résidentiels



Source : Calcul CRE à partir des données clients d'EDF

Figure 9 : Évolutions par option et par puissance souscrite des tarifs bleus non résidentiels

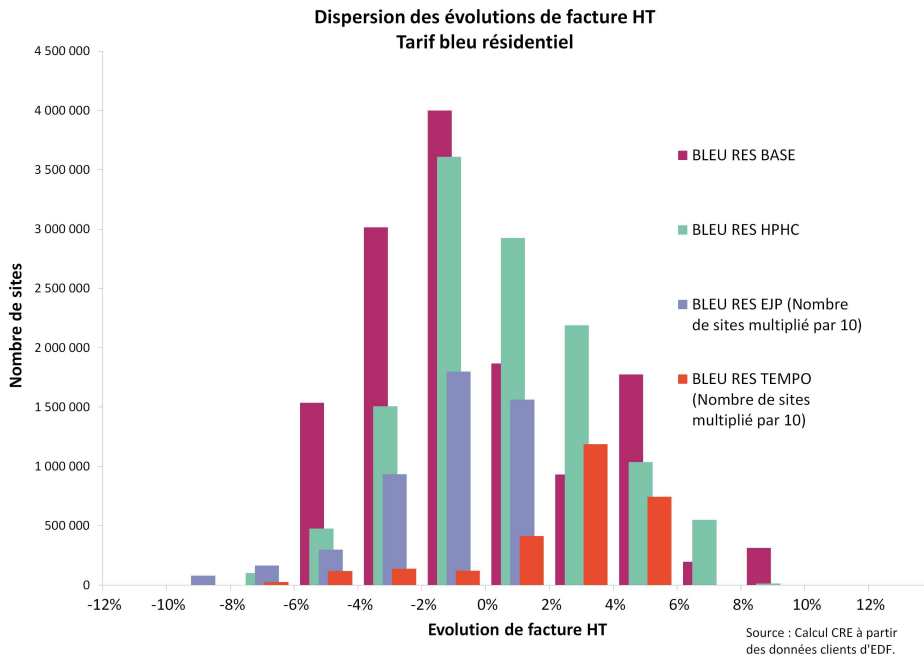


9.5.3 Dispersion des évolutions de facture

55 % des clients résidentiels et 61 % des clients professionnels verront leur facture baisser. Les clients qui bénéficient de tarifs à effacement connaîtront en revanche les plus fortes hausses.

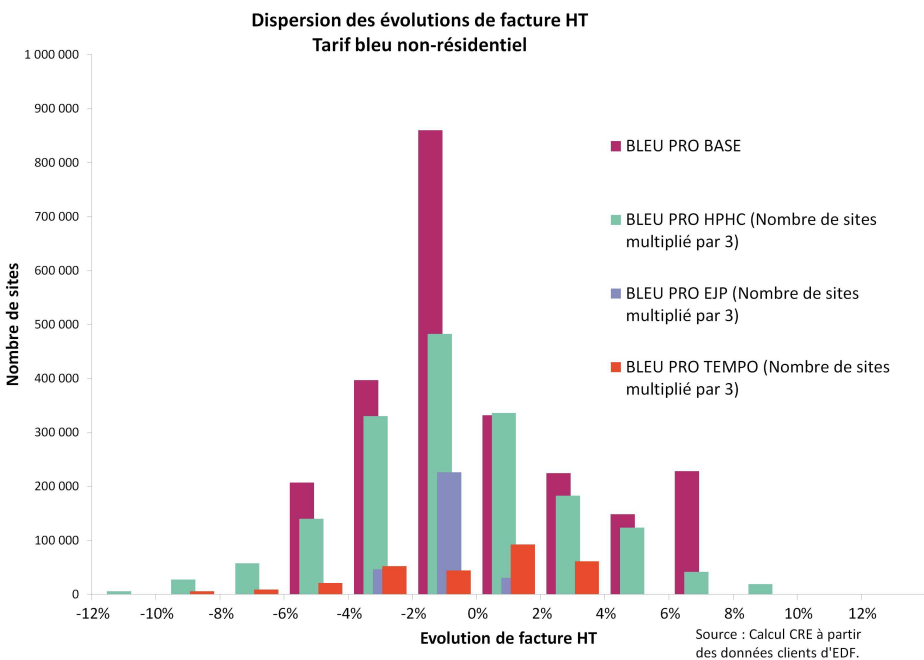
Le détail de la dispersion des évolutions de facture est présenté dans les figures ci-dessous.

Figure 10 : Dispersion des évolution de facture HT / Tarif bleu résidentiel



Source : calcul CRE à partir des données clients d'EDF

Figure 11 Dispersion des évolution de facture HT / Tarif bleu non-résidentiel



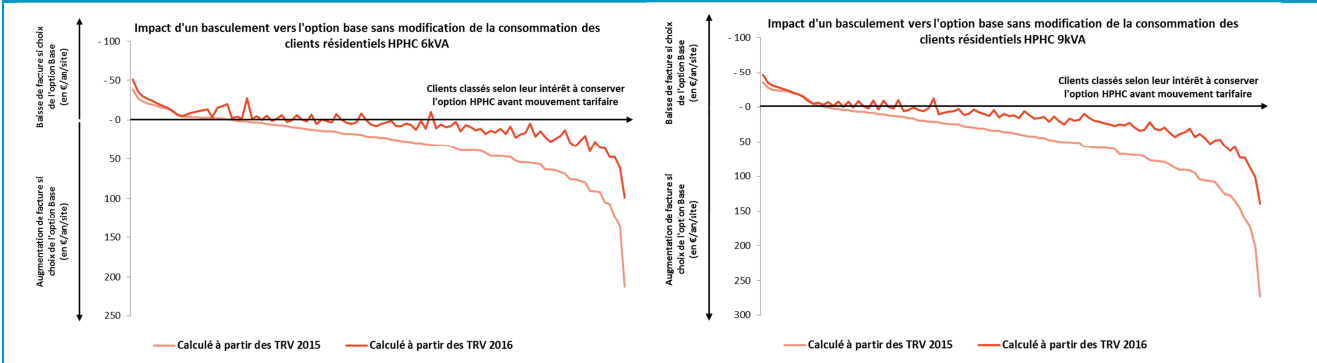
Source : calcul CRE à partir des données clients d'EDF

9.5.4 Incitations des clients résidentiels à souscrire un tarif Base plutôt qu'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses

Avec les barèmes tarifaires en vigueur, certains clients ayant souscrit l'option tarifaire HPHC auraient aujourd'hui intérêt à souscrire une option Base en raison d'une consommation insuffisante lors des heures creuses ou d'une faible consommation totale. Cette situation concerne 18 % des sites. Avec les nouveaux barèmes, et en raison de prix de marché globalement moins différenciés entre les heures pleines et les heures creuses du tarif, la proportion atteindra 29% des clients résidentiels de l'option HPHC.

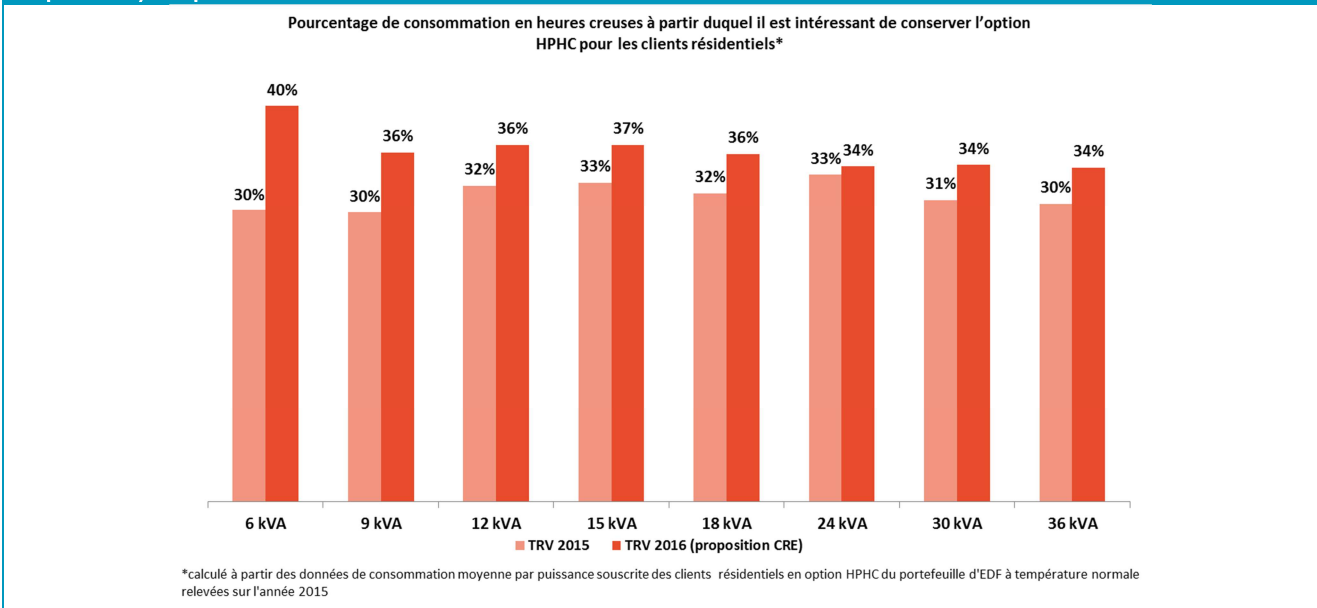
Les graphiques ci-dessous présentent les évolutions de facture résultant d'un passage vers l'option Base des clients résidentiels ayant souscrit l'option HPHC 6kVA d'une part et HPHC 9kVA d'autre part.

Figure 12 : Évolutions de facture résultant d'un passage vers l'option Base des clients résidentiels ayant souscrit l'option HPHC 6kVA d'une part et HPHC 9kVA d'autre part



Souscrire l'option HPHC présente un intérêt lorsque les consommations lors des heures creuses, moins chères, sont suffisamment importantes. La Figure ci-dessous présente le pourcentage de consommation en heures creuses à partir duquel l'option HPHC devient intéressante par rapport à une option Base, d'une part pour les tarifs actuellement en vigueur, et d'autre part pour les futurs tarifs.

Figure 13 : Pourcentage de consommation en heures creuses à partir duquel il est intéressant de conserver l'option HP/HC pour les clients résidentiels*

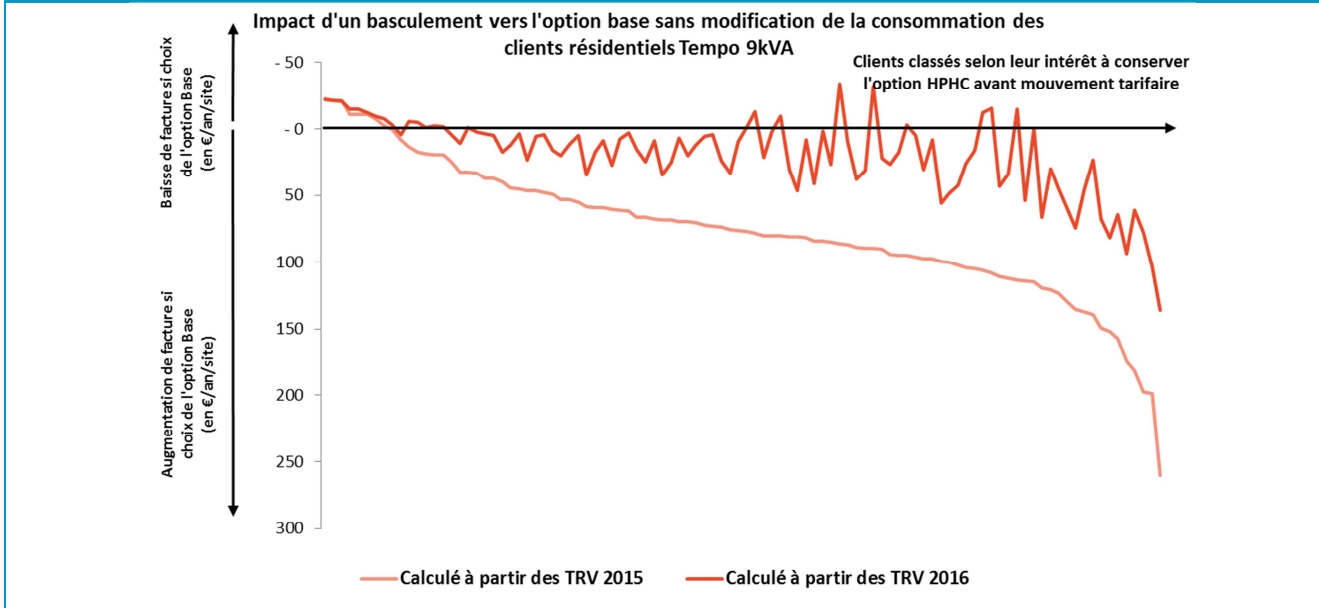


9.5.5 Incitations pour les clients résidentiels à souscrire un tarif Base plutôt qu'un tarif Tempo

Certains clients ayant souscrit l'option Tempo auraient intérêt à souscrire une option Base en raison d'une consommation insuffisante lors des heures les moins chères du tarif Tempo ou d'une faible consommation totale. Cette situation concerne 9 % des sites (2 % des volumes). Avec les nouveaux barèmes, en raison de prix de marché très significativement moins différenciés entre l'hiver et l'été, et malgré le maintien du ratio de 7 entre le prix des heures les moins chères et des heures les plus chères, cette proportion atteindra 32 %.

Le graphique ci-dessous présente les évolutions de facture résultant d'un changement vers l'option Base des clients résidentiels ayant souscrit l'option Tempo 9 kVA.

Figure 14 : Impact d'un basculement vers l'option base sans modification de la consommation des clients résidentiels Tempo 9 kVA



PARTIE 2 : **LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI**

1. CONTEXTE JURIDIQUE

En application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente sont proposés à l'ensemble des consommateurs résidant dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI).

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente de l'électricité.

En application de l'article L. 121-5, les TRV proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de ces territoires de bénéficier de conditions financières similaires d'accès à l'électricité, alors même que le coût de production et d'acheminement est hétérogène d'un territoire à l'autre. Le niveau de prix moyen de chacun des TRV dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts des TRV applicables en France métropolitaine continentale, telles que définies à l'article L. 337-6 du code de l'énergie : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.* »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, qui codifient tout en les modifiant les dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009²¹, mettent en œuvre la tarification par empilement.

L'article R. 337-19-1 du code de l'énergie précise notamment les modalités d'application du principe de péréquation tarifaire. Il prévoit que « *dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères.* »

La CRE a lancé une consultation publique le 17 février 2016 sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente dans les ZNI. L'ensemble des réponses ont été étudiées et ont été prises en compte dans l'élaboration de la présente proposition tarifaire.

2. PRINCIPES DU MOUVEMENT TARIFAIRE

2.1 Tarifs applicables aux consommateurs des ZNI dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA

En continuité avec les barèmes actuellement en vigueur, les tarifs bleus applicables en France métropolitaine continentale s'appliquent à l'identique, en niveau et en structure, aux consommateurs des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. La CRE étudiera l'opportunité de créer des TRV spécifiques, pour cette catégorie de consommateurs, en cohérence notamment avec les échéances du déploiement des compteurs communicants dans ces territoires.

2.2 Tarifs applicables aux consommateurs des ZNI raccordés en basse tension et dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA

2.2.1 S'agissant de la Corse

Les consommateurs raccordés en basse tension et dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA continuent de bénéficier du TRV jaune Corse. En application des dispositions de l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie, celui-ci évolue, en niveau, en fonction des coûts de l'électricité en France métropolitaine continentale pour cette catégorie de consommateurs.

Le TRV jaune Corse comporte deux versions tarifaires : moyennes et longues utilisations.

²¹ Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie.

2.2.2 S'agissant des autres ZNI

Les tarifs « bleus plus » bénéficient aux consommateurs des ZNI (autres que la Corse) raccordés en basse tension et de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Ils sont construits à partir des TRV bleus non résidentiels de France métropolitaine continentale de puissance souscrite égale à 36 kVA, dont ils suivent les évolutions en niveau et en structure.

Une majoration de la part abonnement, exprimée en €/kVA/an, est appliquée pour chaque kVA supplémentaire souscrit au-delà de 36 kVA. Cette majoration suit le même taux d'évolution que les TRV bleus non résidentiels de France métropolitaine continentale.

2.3 Tarifs applicables aux consommateurs raccordés en haute tension

Les consommateurs raccordés en haute tension continuent de bénéficier des TRV verts actuellement en vigueur. En application des dispositions de l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie, ces tarifs suivent l'évolution des coûts de l'électricité en France métropolitaine continentale de cette catégorie de consommateurs. Les options du TRV vert proposées dans chaque ZNI sont les suivantes :

Territoire	Option TRV vert
Corse	Vert Corse 5 postes
	Vert Corse 3 postes (en extinction)
Guadeloupe	Vert Guadeloupe 3 postes
Guyane	Vert Guyane 3 postes
Martinique	Vert Martinique 3 postes
Mayotte	Vert Mayotte 3 postes
Réunion	Vert Réunion 5 postes
Saint Pierre et Miquelon	Vert SPM 3 postes

Les options du TRV vert sont déclinées en trois versions : courte, moyenne et longue utilisation.

L'option Vert Corse 5 postes comporte une version Très Longue Utilisation qu'aucun consommateur n'a souscrite et que la CRE supprime.

2.4 Cas spécifiques

2.4.1 Tarifs applicables aux consommateurs résidant dans les îles bretonnes non raccordées au réseau métropolitain continental

Jusqu'au 31 décembre 2015, les tarifs réglementés jaunes et verts en vigueur en France métropolitaine continentale s'appliquaient également aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA résidant dans les îles bretonnes non raccordées au réseau métropolitain continental. Ces tarifs ayant depuis lors été supprimés, ces consommateurs bénéficient désormais des barèmes des TRV applicables en Corse.

2.4.2 Tarifs applicables aux consommateurs résidant dans les écarts de Guyane et de la Réunion

Le code de l'énergie prévoit en son article R. 337-18 que « dans les territoires, non interconnectés au réseau métropolitain continental, de Guyane et de La Réunion, un tarif réglementé de vente de l'électricité spécifique peut être proposé aux consommateurs finals dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kilovoltampères pour des sites isolés raccordés en basse tension à un micro réseau non raccordé lui-même au réseau public de distribution principal. » Ces territoires, dénommés « écarts », sont des « zones d'habitat permanent » ne disposant pas de services publics de distribution mais pouvant être adjointes, sous certaines conditions, au périmètre des contrats de concessions. Les écarts représentent environ 600 sites de très faible puissance en Guyane et à la Réunion.

En cohérence avec les dispositifs de comptage dont disposent ces sites, la CRE met en place des tarifs monômes, comportant une seule composante fonction de la consommation (en c€/kWh). Les tarifs monômes sont établis à

partir d'une puissance et d'une consommation de référence des consommateurs des écarts et sont évalués en proportion de la grille tarifaire des TRV bleus résidentiels de France métropolitaine continentale pour la puissance souscrite 3 kVA.

2.4.3 Évolutions des tarifs à Wallis-et-Futuna

Les tarifs actuels proposés par Électricité de Wallis et Futuna continuent de s'appliquer. Une réduction de facture pourra toutefois être appliquée en fonction des seuils de consommation fixés par l'arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les îles Wallis et Futuna sur les tarifs réglementés de vente en vigueur en France métropolitaine. Selon les dispositions de l'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie, la CRE aura la responsabilité de proposer des TRV sur ce territoire à partir de 2020.

3. ÉVOLUTION DES COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE MÉTROPOLITAINE CONTINENTALE UTILISÉE POUR ÉVALUER LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DANS LES ZNI

L'évolution des coûts de l'électricité en France métropolitaine continentale sert de référence pour calculer l'évolution en niveau des tarifs réglementés de vente en ZNI, pour les clients (i) aux TRV jaune Corse et (ii) aux TRV Verts. Pour les autres couleurs tarifaires bleus et bleus plus, les barèmes applicables en ZNI reposent directement sur les barèmes continuant de s'appliquer en France métropolitaine continentale.

3.1 Principes

La péréquation tarifaire est appliquée selon les principes présentés dans la consultation publique de la CRE lancée le 17 février 2016. Le niveau moyen (en €/MWh) des TRV évolue dans les ZNI, pour une catégorie de consommateurs donnée, selon l'évolution des coûts de l'électricité (en %) en France métropolitaine continentale entre l'année N-1 et l'année N à laquelle le mouvement tarifaire est réalisé. La CRE évalue le coût de l'électricité en France métropolitaine continentale en se fondant sur les composantes de coûts utilisées pour calculer le niveau des tarifs en application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie précité.

3.2 Calcul du coût de l'électricité en France métropolitaine continentale

Pour évaluer les évolutions du coût de l'électricité, une « forme » de consommation est affectée à chaque catégorie de consommateurs :

- Le profil ENT1 pour les consommateurs Jaunes ;
- Le profil ENT3 pour les consommateurs Verts.

Ces profils sont décomposés en plusieurs sous profils correspondant à des périodes spécifiques de comptage de la consommation (plages horo-saisonnières). La CRE retient, comme pondération des consommations entre les différentes plages horo-saisonnières, la répartition des volumes tels que relevés par les gestionnaires de réseau en France métropolitaine continentale pour chacun des consommateurs rattachés à ces profils. Les profils sont utilisés à température normale, c'est-à-dire sans prise en compte des effets de la température effectivement réalisée sur les consommations.

Le coût de l'électricité est déterminé par addition des composantes de coûts suivantes : énergie, capacité (le cas échéant), acheminement, commercialisation et rémunération normale. Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRV en France métropolitaine continentale. La méthodologie d'évaluation de ces composantes correspond à celle développée par la CRE pour les tarifs bleus de France métropolitaine continentale. La composante « acheminement » correspond à l'application des barèmes du TURPE aux profils de consommation considérés.

Pour évaluer la composante « commercialisation » du coût de l'électricité de l'année 2016, la CRE utilise les coûts commerciaux 2015 d'EDF, dernière référence applicable aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA avant la suppression de leurs tarifs, qu'elle fait évoluer à l'inflation²².

La « rémunération normale » applicable à chaque couleur tarifaire évolue à due proportion des coûts de l'électricité hors taxes pour les consommateurs de cette catégorie en France métropolitaine continentale. Elle est déterminée de façon à maintenir le ratio ρ constant pour chaque catégorie de consommateur :

²² Le taux d'inflation pris en compte ici correspond au taux retenu pour déterminer le mouvement en niveau du TURPE au 1^{er} août 2016, à savoir +0,03%. Il s'agit de la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac entre les années 2014 et 2015.

$$\rho = \frac{\text{Rémunération 2015}}{\text{TRV HT MC 2015 hors rémunération}}$$

La rémunération retenue pour le mouvement tarifaire de 2015 était de 1,5 €/MWh pour les tarifs jaunes et 1,0 €/MWh pour les tarifs verts, soit des ratios ρ respectifs de 1,7 % et 1,5 %.

3.3 Le niveau des TRV jaunes et verts des ZNI est revu à la baisse

L'application des modalités qui précèdent donne les évolutions tarifaires suivantes :

- -1,0 % pour les TRV jaune en Corse ;
- -1,3 % pour les TRV verts dans l'ensemble des ZNI.

La prime fixe et les parts variables des TRV jaunes (Corse) et verts se voient appliquer le pourcentage correspondant aux évolutions des coûts de l'électricité en France métropolitaine continentale pour la catégorie de consommateurs considérée.

- Les coefficients de puissance réduite ne sont pas modifiés, la structure tarifaire étant inchangée.
- Les grilles finales respectent également les spécificités suivantes :
- La prime fixe est exprimée en €/kW/an ;
- La prime fixe est divisible par 12 afin de pouvoir réaliser des facturations mensuelles ;
- La prime fixe est arrondie à deux chiffres après la virgule ;
- Les parts variables sont exprimées en c€/kWh ;
- Les parts variables sont arrondies à trois chiffres après la virgule.

La majoration des TRV bleus plus est exprimée en €/kW/an (arrondie à deux chiffres après la virgule).

4. REMANENCE D'OCTROI DE MER

L'octroi de mer est une taxe qui s'applique, dans les ZNI, hors Corse et Saint-Pierre-et-Miquelon, aux importations de matériels ainsi qu'aux ventes internes de biens meubles produits localement. Les taux d'octroi de mer sont fixés dans chaque ZNI par les autorités locales compétentes. L'octroi de mer est recouvré par l'administration douanière.

La loi relative à l'octroi de mer (loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 – Article 46) accorde à EDF et EDM le droit de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant net d'octroi de mer qu'ils supportent. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer. Il est déterminé comme étant la différence entre :

- les montants d'octroi de mer payés sur les acquisitions de biens d'exploitation qui n'ont pas été compensés ;
- les montants d'octroi de mer collectés sur les ventes d'électricité aux clients finals et les montants facturés aux clients dans le cadre de la rémanence de l'octroi de mer.

L'assiette de calcul des majorations calculée pour chaque territoire est ensuite répartie entre les tarifs en vigueur (tarif bleu et tarif vert) au prorata des prévisions de ventes pour l'année à venir, la majoration tarifaire de la BT (basse tension) devant être supérieure de 10% à celle de la MT (moyenne tension).

La rémanence d'octroi de mer est exprimée en c€/kWh, par division par les volumes de vente respectifs des consommateurs aux tarifs bleus et verts pour chaque ZNI.

Dans le cas, où la rémanence serait négative sur une année, celle-ci est prise nulle pour l'année considérée.

Les grilles tarifaires, figurant en annexe de la présente délibération, incluent la rémanence d'octroi de mer dans les parts variables ajoutée uniformément à l'ensemble des parts variables des TRV. Le montant de la rémanence d'octroi de mer est affiché par ailleurs pour information.

5. TRAVAUX ULTERIEURS

Les tarifs actuels ne reflètent pas fidèlement les conditions de fonctionnement des parcs de production de chaque ZNI, qui ont fortement évolué en raison notamment du développement des énergies renouvelables et de l'évolution des habitudes de consommation. En conséquence, la CRE envisage la création de nouveaux TRV ayant une structure adaptée à ces évolutions locales.

En parallèle et de manière transitoire, la CRE continuera à proposer les TRV actuels, qui seront toutefois mis en extinction, en les faisant évoluer progressivement vers la structure cible, afin d'éviter des mouvements importants de factures pour les consommateurs et pour respecter les contraintes liées au déploiement progressif des nouveaux dispositifs de comptage évolués.

Préalablement à ces évolutions en structure, la CRE organisera une consultation publique d'ici la fin de l'année 2016 à l'occasion de laquelle elle présentera la méthodologie qu'elle sera susceptible d'appliquer afin de construire les nouvelles structures tarifaires.

Fait à Paris, le 13 juillet 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE

ANNEXES : **BAREMES DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE**

1. DEFINITIONS

I. - Les catégories tarifaires sont définies en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le client pour le site concerné :

Le « Tarif Bleu » est proposé aux consommateurs finals pour leurs sites situés en France métropolitaine et raccordés en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV), dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, ainsi que pour leurs sites situés en outre-mer lorsqu'ils sont raccordés en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV) ;

Le « Tarif Jaune » destiné aux consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères et dont le dispositif de comptage permet les dépassements de puissance, est en extinction.

Le « Tarif Jaune » est proposé aux consommateurs finals situés dans les zones non interconnectées de France métropolitaine pour tout site raccordé en basse tension, de puissance strictement supérieure à 36 kilovoltampères.

Le « Tarif Vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension, situé en France métropolitaine continentale et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites.

Le « Tarif Vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental.

Le « Tarif Vert » destiné aux consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites, est en extinction.

II. - Un tarif peut comporter plusieurs options et, le cas échéant, plusieurs versions tarifaires, choisies par le client en fonction de ses caractéristiques de consommation, dans les conditions précisées ci-après.

Chaque option peut donner lieu à un découpage de l'année et, le cas échéant, de la journée en périodes tarifaires, auxquelles correspondent des prix unitaires de fourniture d'énergie différents.

III. - En fonction du tarif applicable ainsi que de l'option et, le cas échéant, de la version tarifaire qu'il a choisies pour le site concerné, chaque client se voit appliquer un barème de prix, conformément aux grilles du paragraphe 5 de la présente annexe.

Ce barème est constitué :

- d'un abonnement ou d'une prime fixe annuelle couvrant la mise à disposition de puissance ;
- pour chaque période tarifaire, d'un prix unitaire de fourniture d'énergie, dit « prix de l'énergie », exprimé en centimes d'euros par kilowattheure (kWh) ;
- le cas échéant, d'un prix correspondant à d'éventuels dépassements de puissance ou de quantités d'énergie ;
- le cas échéant, d'un prix correspondant à l'absorption d'énergie réactive.

IV. - Les prix figurant dans les barèmes s'entendent hors taxes, redevances et contributions.

V. - Les prix figurant dans les barèmes incluent les prix des prestations standards liées à l'acheminement et facturées au fournisseur par le gestionnaire de réseau auquel le client est raccordé. Ces prestations sont définies dans les décisions prises par la Commission de régulation de l'énergie en application des articles L. 341-2 et suivants du code de l'énergie.

Les prix des prestations standards couvrent :

- la composante annuelle de soutirage,

- la composante annuelle de gestion de la clientèle,
- la composante annuelle de comptage pour les sites bénéficiant du Tarif Bleu.
- La composante annuelle de l'énergie réactive pour les sites bénéficiant du Tarif Jaune.

Les composantes non mentionnées ci-dessus ne sont pas couvertes par les prix des prestations standards.

2. TARIF BLEU

2.1 Sites faisant un usage résidentiel de l'électricité

Pour les sites faisant un usage résidentiel de l'électricité, dont la courbe de charge relève des profils « RES » définis par les règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre, adoptées en application de l'article L. 321-15 du code de l'énergie, les clients choisissent parmi les options présentées ci-dessous.

Toutefois, les options en extinction ne sont plus proposées et ne s'appliquent que dans les conditions prévues par l'article R. 337-20 du code de l'énergie.

Pour les options en extinction, le client ne peut pas modifier sa puissance souscrite.

Pour l'ensemble des options, la prime fixe applicable est exprimée en €/an et varie en fonction de la puissance souscrite.

2.1.1 Options ouvertes pour tout site faisant un usage résidentiel de l'électricité

Option Heures Creuses Résidentiel

Cette option comporte deux périodes tarifaires : 16 heures par jour en Heures Pleines et 8 heures par jour en Heures Creuses.

Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Option Tempo Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est proposée aux clients dont les sites sont situés en France métropolitaine continentale.

Elle comporte six périodes tarifaires, déterminées en fonction de la couleur du jour (le client est informé par son fournisseur la veille de la couleur du lendemain) et de l'heure de la journée (16 heures en Heures Pleines et 8 heures en Heures Creuses, de 22 heures à 6 heures le lendemain matin).

Chaque année comporte :

- 22 Jours Rouges fixés entre le 1er novembre et le 31 mars (à l'exclusion des samedis et dimanches) ;
- 43 Jours Blancs ;
- 300 ou 301 Jours Bleus, étant précisé que les dimanches sont des Jours Bleus.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Tarif proposé aux consommateurs finals de Guyane et de la Réunion dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kilovoltampères pour des sites isolés raccordés en basse tension à un micro réseau non raccordé lui-même au réseau public de distribution principal

Cette option comporte un unique prix de l'énergie exprimé en c€/kWh, différencié selon le territoire, et ne comporte pas d'abonnement.

2.1.2 Options en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage résidentiel de l'électricité

Option Base Résidentiel

Cette option ne comporte qu'une seule période tarifaire.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 3, 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Cette option est en extinction pour les puissances supérieures ou égales à 18 kVA.

Option EJP Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction.

Elle consiste en un prix de l'énergie identique toute l'année, sauf sur 22 Jours de Pointe Mobile, pour lesquels un prix supérieur est appliqué pendant les Heures de Pointe Mobile.

Les 22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars : ils comportent chacun 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin.

Le client est informé par son fournisseur la veille d'un Jour de Pointe Mobile, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 9, 12, 15, 18 et 36 kVA.

2.2 Sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité

Pour les sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité, dont la courbe de charge relève des profils « PRO » définis par les règles précitées relatives au dispositif de responsable d'équilibre, les clients choisissent parmi les options présentées ci-dessous.

Toutefois, les options en extinction ne sont plus proposées et ne s'appliquent que dans les conditions prévues par l'article R. 337-20 du code de l'énergie.

Pour les options en extinction, le client ne peut pas modifier sa puissance souscrite.

Pour l'ensemble des options, la prime fixe applicable est exprimée en €/an et varie en fonction de la puissance souscrite.

2.2.1 Options ouvertes pour tout site faisant un usage non résidentiel de l'électricité

Option Base Non Résidentiel

Cette option ne comporte qu'une seule période tarifaire.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 3, 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Pour les sites situés en outre-mer, le client peut souscrire une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Une majoration en €/kVA/mois s'applique au-delà de 36 kVA à sa mensualité d'abonnement.

Option Heures Creuses Non Résidentiel

Cette option comporte deux périodes tarifaires : 16 heures par jour en Heures Pleines et 8 heures par jour en Heures Creuses. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé.

Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Pour les sites situés en outre-mer, le client peut souscrire une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Une majoration en €/kVA/mois s'applique au-delà de 36 kVA à sa mensualité d'abonnement.

Tarif Bleu Non Résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau

Cette option est proposée aux clients pour leurs sites desservis à partir de moyens de production non raccordés au réseau public de transport ou de distribution d'électricité, utilisant l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique.

Elle consiste en un forfait pour 1 kW en ce qui concerne les sites desservis par des générateurs photovoltaïques, ou pour 2 kW en ce qui concerne les sites desservis par des générateurs éoliens de puissance inférieure ou égale à 4 kW. Ce forfait est accompagné d'un prix annuel pour chaque kW supplémentaire.

Pour les sites desservis par une microcentrale hydraulique ou un générateur éolien d'une puissance supérieure à 4 kW, l'option consiste en un abonnement fonction de la puissance et un prix de l'énergie unique pour toute l'année.

2.2.2 Option en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité

Tarif Universel A 36 kVA Non Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction en France métropolitaine continentale.

Elle comporte soit une seule période tarifaire, soit deux périodes tarifaires (Heures Pleines et Heures Creuses).

Les horaires des périodes tarifaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Option Tempo Non Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction.

Elle comporte six périodes tarifaires, déterminées suivant la couleur du jour (le client est informé la veille de la couleur du lendemain) et l'heure de la journée (16 heures en Heures Pleines et 8 heures en Heures Creuses de 22 heures à 6 heures le lendemain matin).

Chaque année comporte :

- 22 Jours Rouges fixés entre le 1er novembre et le 31 mars (à l'exclusion des samedis et dimanches) ;
- 43 Jours Blancs ;
- 300 ou 301 Jours Bleus, étant précisé que les dimanches sont des Jours Bleus.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Option EJP Non Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction.

Elle consiste en un prix de l'énergie identique toute l'année, sauf sur 22 Jours de Pointe Mobile, pour lesquels un prix supérieur est appliqué pendant les Heures de Pointe Mobile.

Les 22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars. Ces jours de Pointe Mobile comprennent 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin.

Le client est informé par son fournisseur la veille d'un Jour de Pointe Mobile, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 12, 15, 18 et 36 kVA.

Tarif Bleu Non Résidentiel pour utilisations longues

Cette option est :

- supprimée pour les sites d'une puissance de 6 kVA (« Modalités avec comptage 6kVA »), pour lesquels elle comporte un abonnement et un seul prix d'énergie. Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif bleu non résidentiel Base de puissance souscrite 6 kilovoltampères.
- proposée aux sites de puissances souscrites contrôlées par un disjoncteur de type particulier – puissances comprises entre 0,1 kVA et 2,2 kVA (« Modalités sans comptage »). Un tarif sans comptage leur est proposé pour lequel est facturé un montant proportionnel à la puissance.

Tarif Bleu Non Résidentiel pour fournitures diverses

Cette option est supprimée.

Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif bleu non résidentiel Base de puissance souscrite 3 kilovoltampères.

2.3 Sites faisant un usage d'éclairage public

Pour les sites au moyen desquels une personne publique fournit une prestation d'éclairage des voies publiques communales, d'illuminations ou de mobilier urbain, dont la courbe de charge relève du profil « PRO5 » défini par les règles précitées relatives au dispositif de responsable d'équilibre, la personne publique souscrit une puissance par pas de 0,1 kVA.

La prime fixe annuelle est exprimée en €/kVA/an.

3. TARIF JAUNE

3.1 En France métropolitaine continentale

L'article R337-18 du Code de l'Energie a mis en extinction le « Tarif Jaune » pour les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale. Ce tarif ne leur est donc plus proposé. Le client ne peut pas modifier sa puissance souscrite, son option ou sa version.

I. - Les sites bénéficiant du Tarif Jaune sont caractérisés, selon l'option et, le cas échéant, la version choisie, par une ou plusieurs puissances dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 36 kVA inclus. Ces puissances doivent être conformes aux possibilités de réglage des appareils de contrôle de la puissance souscrite.

La prime fixe annuelle applicable aux clients pour leurs sites bénéficiant du Tarif Jaune est égale au produit de la puissance réduite (Pr), exprimée en kVA, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kVA.

La puissance réduite est définie par celle des formules ci-dessous correspondant à l'option et, le cas échéant, à la version choisie par le client dans les conditions définies au II. ci-dessous :

- soit $Pr =$ puissance souscrite, lorsqu'un seul niveau de puissance est souscrit ;
- soit $Pr = P1 + K * (P2 - P1)$, lorsque deux niveaux de puissance sont souscrits.

Le coefficient de puissance réduite (K) diffère suivant le choix de souscription des puissances effectué par le client.

II. – Le tarif Jaune comporte les options et, le cas échéant, les versions suivantes :

Option Base

Cette option comporte quatre périodes tarifaires, déterminées en fonction de la saison tarifaire (Hiver et Été) et de l'heure de la journée (Heures Pleines et Heures Creuses).

En France métropolitaine continentale, la saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 31 mars inclus ; la saison tarifaire « Été » s'étend du 1er avril inclus au 31 octobre inclus. Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 h 30 à 7 h 30.

L'option Base comporte deux versions : la version « Utilisations Moyennes » (UM) et la version « Utilisations Longues » (UL). Dans le cadre de la version « Utilisations Moyennes », un seul niveau de puissance est souscrit.

Dans le cadre de la version « Utilisations Longues » :

- la période Heures Pleines d'Hiver comporte deux sous-périodes, l'une de pointe (, 4 heures par jour fixées localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures, du lundi au samedi, de décembre à février), l'autre hors pointe ;
- deux niveaux de puissance sont souscrits : P1 et P2, étant précisé que le niveau de P1 doit être inférieur ou égal à celui de P2 selon l'une des trois modalités suivantes :
 - P1 en Pointe et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
 - P1 en Pointe et Heures Pleines d'Hiver, et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
 - P1 en « Hiver » et P2 en « Été ».
- les puissances souscrites sont choisies dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 36 kVA inclus

Option EJP

Cette option est destinée aux clients pour leurs sites situés en France métropolitaine continentale.

Elle comporte quatre périodes tarifaires, déterminées en fonction de la saison tarifaire (Hiver ou Eté), de l'heure de la journée (Heures de Pointe Mobile ou Heures d'Hiver en Hiver/Heures Pleines ou Heures Creuses en Eté) et selon que le jour est un Jour de Pointe Mobile ou non.

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 31 mars inclus, la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er avril inclus au 31 octobre inclus.

22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars. Ces Jours de Pointe Mobile comprennent 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin, pendant lesquelles le prix de l'énergie est plus élevé.

Le client est informé par le fournisseur d'un Jour de Pointe Mobile avec un préavis d'environ 30 minutes, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses d'Eté sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 8 heures d'Heures Creuses d'Eté sont consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 h 30 à 7 h 30.

Cette option comporte une seule version ; il s'agit de la version « Utilisations longues ».

Deux niveaux de puissance sont souscrits : P1 et P2, étant précisé que le niveau de P1 doit être inférieur ou égal à celui de P2 selon l'une des deux modalités suivantes :

- P1 en Pointe Mobile et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
- P1 en « Hiver » et P2 en « Eté ».

3.2 Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

I. - Pour les sites bénéficiant du Tarif Jaune dans les zones non interconnectées de France métropolitaine, les clients souscrivent, selon l'option et, le cas échéant, la version choisie, une ou plusieurs puissances dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 108 kVA inclus, et des multiples de 12 kVA au-delà de 108 kVA. Ces puissances doivent être conformes aux possibilités de réglage des appareils de contrôle de la puissance souscrite.

La prime fixe annuelle applicable aux clients pour leurs sites bénéficiant du Tarif Jaune est égale au produit de la puissance réduite (Pr), exprimée en kVA, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kVA.

La puissance réduite est définie par celle des formules ci-dessous correspondant à l'option et, le cas échéant, à la version choisie par le client dans les conditions définies au II ci-dessous :

- soit $Pr =$ puissance souscrite, lorsqu'un seul niveau de puissance est souscrit ;
- soit $Pr = P1 + K * (P2 - P1)$, lorsque deux niveaux de puissance sont souscrits.

Le coefficient de puissance réduite (K) diffère suivant le choix de souscription des puissances effectué par le client.

II. - Le client choisit, pour un site donné, parmi les options et, le cas échéant, les versions suivantes :

Option Base

Cette option comporte quatre périodes tarifaires, déterminées en fonction de la saison tarifaire (Hiver et Eté) et de l'heure de la journée (Heures Pleines et Heures Creuses).

Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine, la saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 28 ou 29 février inclus ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er mars au 31 octobre inclus. Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses comprises dans la plage de 22 heures à 8 heures.

L'option Base comporte deux versions : la version « Utilisations Moyennes » (UM) et la version « Utilisations Longues » (UL). Le client choisit entre ces deux versions pour chaque site, en fonction du rapport entre le volume de consommation de celui-ci et sa puissance souscrite.

Dans le cadre de la version « Utilisations Moyennes », le client souscrit un seul niveau de puissance.

Dans le cadre de la version « Utilisations Longues » :

- la période Heures Pleines d'Hiver comporte deux sous-périodes, l'une de pointe (dans les zones non interconnectées de France métropolitaine, 4 heures par jour, fixées localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé, dans la plage de 17 heures à 23 heures de novembre à février), l'autre hors pointe ;
- le client souscrit deux niveaux de puissance : P1 et P2, étant précisé que le niveau de P1 doit être inférieur ou égal à celui de P2 selon l'une des trois modalités suivantes :
 - P1 en Pointe et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
 - P1 en Pointe et Heures Pleines d'Hiver, et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
 - P1 en « Hiver » et P2 en « Eté » ;
- les puissances souscrites sont choisies dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 108 kVA inclus, et de 12 kVA au-delà de 108 kVA.

4. TARIF VERT

4.1 En France métropolitaine continentale

Le « Tarif Vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension, situé en France métropolitaine continentale et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites.

L'article R. 337-18 du Code de l'Energie a mis en extinction le « Tarif Vert » pour les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites. Ce tarif ne leur est donc plus proposé. Les clients concernés ne peuvent pas modifier leur puissance souscrite, option ou version.

I. - Le Tarif Vert comporte une seule sous-catégorie : Vert A.

II. - Le Tarif Vert comporte 4 à 8 périodes tarifaires, selon l'option choisie par le client pour le site concerné.

Le client souscrit pour son site un niveau de puissance pour chaque période tarifaire. A chaque période tarifaire est associé un rang, tel que défini au IV ci-dessous. Le niveau de puissance souscrite pour chaque rang doit être inférieur ou égal au niveau souscrit pour le rang suivant.

La puissance réduite est ensuite déterminée selon la formule suivante pour n périodes tarifaires :

$$P_r = k_1 \times P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \times (P_i - P_{i-1})$$

Où :

- P1 et Pn sont les puissances souscrites dans les différents périodes tarifaires, de rangs 1 à n ;
- k1 et ki sont les coefficients de puissance réduite de la version tarifaire choisie associée aux périodes tarifaires de rang 1 à i, tels que fixés dans les grilles tarifaires ci-après.

La prime fixe annuelle applicable aux clients bénéficiant du tarif Vert est égale au produit de la puissance réduite (Pr), exprimée en kW, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kW.

III. - En fonction des caractéristiques locales du réseau et de la puissance de raccordement, le gestionnaire du réseau public détermine la tension physique de raccordement de chaque site.

La classe de tension du site correspond à la plage de tension à l'intérieur de laquelle se situe la tension physique de son raccordement conformément au tableau ci-dessous :

Plage de tension physique	Classe de tension
1 kV à 40 kV inclus	HTA1
40 kV à 50 kV inclus	HTA2
50 kV à 130 kV inclus	HTB1
130 kV à 350 kV inclus	HTB2
350 kV à 500 kV inclus	HTB3

Les clients se voient appliquer un barème déterminé à partir du tableau ci-dessous, en fonction de la classe de puissance et de tension de leur site. Ce barème comporte éventuellement, selon le niveau de tension de raccordement effectif, une minoration ou une majoration annuelle de prime fixe.

Classe de tension	Vert A
BT	Tarif A majoré
HTA1	Tarif A
HTA2 ou HTB1	Tarif A minoré
HTB2	Tarif A minoré
HTB3	Tarif A minoré

Coefficients de versionnage			
Très Longues Utilisations (TLU)	Longues Utilisations (LU)	Moyennes Utilisations (MU)	Courtes Utilisations (CU)
C _{TLU}	C _{LU}	C _{MU}	C _{CU}

Le montant de majoration ou minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant les éléments suivants :

- la puissance souscrite maximale ;
- un taux défini par la catégorie tarifaire et la tension d'alimentation ; et
- le coefficient de versionnage.

Les valeurs des taux (exprimées en €/kW/an) et des coefficients de versionnage sont précisées dans les grilles tarifaires ci-après.

IV. - Lorsque le site est situé en France métropolitaine continentale, le client choisit entre l'option A5 Base qui comporte 5 périodes tarifaires, l'option A5 EJP qui comporte 4 périodes tarifaires.

Tarif Vert A Option A5 Base

Cette option comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Eté) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 31 mars inclus ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er avril au 31 octobre inclus.

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les dimanches sont entièrement en Heures Creuses. Tous les autres jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 h 30 à 7 h 30. Les Heures de Pointe sont fixées de décembre à février à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : rang 1 Pointe, rang 2 Heures Pleines d'Hiver, rang 3 Heures Creuses d'Hiver, rang 4 Heures Pleines d'Eté et rang 5 Heures Creuses d'Eté.

L'option comporte les versions suivantes : Très Longues Utilisations (TLU), Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU), Courtes Utilisations (CU)

Les versions Très Longues Utilisations (TLU), Longues Utilisations (LU) et Moyennes Utilisations (MU) du tarif Vert A Option A5 Base sont supprimées. Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif Vert A Option A5 Base version « Courtes Utilisations ».



Tarif Vert A Option A5 EJP

Cette option comporte quatre périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Été), selon l'heure de la journée (Heures de Pointe Mobile ou Heures d'Hiver en Hiver/Heures Pleines ou Heures Creuses en Été) et selon que le jour est un « Jour de Pointe Mobile » ou non.

22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars. Ces Jours de Pointe Mobile comprennent 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin, pendant lesquelles le prix de l'énergie est plus élevé. Le client est informé par le fournisseur d'un Jour de Pointe Mobile avec un préavis d'environ 30 minutes, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 31 mars inclus, la saison tarifaire « Été » s'étend du 1er avril au 31 octobre inclus.

Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses d'Été sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Durant la saison tarifaire Été, les dimanches sont entièrement en Heures Creuses et tous les autres jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 h 30 à 7 h 30.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe Mobile, le rang 2 aux Heures d'Hiver, le rang 3 aux Heures Pleines d'Été et le rang 4 aux Heures Creuses d'Été.

L'option comporte les versions suivantes : Très Longues Utilisations (TLU), Moyennes Utilisations (MU).

La version « Très Longues Utilisations » du tarif Vert A Option A5 EJP est supprimée. Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif Vert A Option A5 EJP version « Moyennes Utilisations ».

Tarif Vert A Option A8 Base

L'option « A8 Base » du tarif Vert A est supprimée. Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif Vert A Option A5 Base version Courtes Utilisations.

Cette option comporte huit périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver/Demi-Saison/Été/Juillet-Août) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er décembre au 28 ou 29 février inclus ; la saison tarifaire « demi-saison » correspond aux mois de novembre et mars ; la saison tarifaire « Été » s'étend du 1er avril au 31 octobre inclus hors juillet et août ; la saison tarifaire « Juillet-Août » s'étend du 1er juillet au 31 août inclus.

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les samedis, dimanches et jours fériés sont entièrement en Heures Creuses. Les autres jours (hors Juillet-Août) comprennent 6 Heures Creuses dans la plage de 23 h 30 à 7 h 30. Les Heures de Pointe sont fixées de décembre à février à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines d'Hiver, le rang 3 aux Heures Pleines Demi-Saison, le rang 4 aux Heures Creuses d'Hiver, le rang 5 aux Heures Creuses Demi-Saison, le rang 6 aux Heures Pleines d'Été, le rang 7 aux Heures Creuses d'Été et le rang 8 à la période Juillet-Août.

L'option comporte les versions suivantes : Très Longues Utilisations (TLU), Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU), Courtes Utilisations (CU).

Tarif Vert A Option A8 EJP

L'option « A8 EJP » du tarif Vert A est supprimée. Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif Vert A Option A5 EJP version « Moyennes Utilisations ».

Cette option comporte six périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver/Demi-Saison/Été/Juillet-Août), selon l'heure de la journée (Heures de Pointe Mobile ou Heures d'Hiver en Hiver/Heures de Pointe Mobile ou Heures de Demi-saison en Demi-saison/Heures Pleines ou Heures Creuses en Été hors juillet-août) et selon que le jour est un Jour Pointe Mobile ou non.

22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars. Ces Jours de Pointe Mobile comprennent 18 heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin, pendant lesquelles le prix de l'énergie est plus élevé. Le client est informé par le fournisseur d'un Jour de Pointe Mobile avec un préavis

d'environ 30 minutes, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er décembre au 28 ou 29 février inclus ; la saison tarifaire « Demi-saison » correspond aux mois de novembre et mars ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er avril au 31 octobre inclus hors Juillet et Août ; la saison tarifaire « Juillet-Août » s'étend du 1er juillet au 31 août inclus.

Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses d'Eté sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les samedis, dimanches et jours fériés sont entièrement en Heures Creuses. Les autres jours comprennent 6 Heures Creuses dans la plage de 23 h 30 à 7 h 30.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux heures de Pointe Mobile, le rang 2 aux Heures d'Hiver, le rang 3 aux Heures Demi-Saison, le rang 4 aux Heures Pleines d'Eté, le rang 5 aux Heures Creuses d'Eté et le rang 6 à la période Juillet-Août.

L'option comporte les versions suivantes : Très Longues Utilisations (TLU) et Moyennes Utilisations (MU).

4.2 Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Tarif Vert A5 Option Base dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Cette option est applicable aux sites situés dans les zones non interconnectées de France métropolitaine.

Elle comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Eté) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 28 ou 29 février inclus ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er mars au 31 octobre inclus.

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage 22 heures à 8 heures. Tous les jours de la saison tarifaire « Hiver » comprennent 4 heures de Pointe dans la plage 17 heures à 23 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines d'Hiver, le rang 3 aux Heures Creuses d'Hiver, le rang 4 aux Heures Pleines d'Eté et le rang 5 aux Heures Creuses d'Eté.

L'option comporte les versions suivantes : Très Longues Utilisations (TLU), Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU), Courtes Utilisations (CU)

La version « Très Longues Utilisations » du tarif Vert A5 Option Base dans les zones non interconnectées de France métropolitaine est supprimée. Si aucun choix n'a été opéré par le client dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, la correspondance tarifaire applicable est le tarif Vert A5 Option Base version « Longues Utilisations ».

Tarif Vert Option Base dans les ZNI

Cette option s'applique aux sites situés à La Réunion, en Martinique, en Guadeloupe, en Guyane, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Elle est en extinction en Corse.

I. - Pour La Réunion, elle comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Eté) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er mai au 30 septembre inclus ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er octobre au 30 avril inclus.

Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses de 22 heures à 7 heures. La Pointe se compose de 5 heures par jour toute l'année sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes dans les plages de 8 heures à 13 heures et de 18 heures à 21 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines d'Eté, le rang 3 aux Heures Creuses d'Eté, le rang 4 aux Heures Pleines d'Hiver et le rang 5 aux Heures Creuses d'Hiver.

II. - Pour la Martinique, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes dans les plages de 8 heures à 13 heures et de 17 heures à 20 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

III. - Pour la Guadeloupe, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour sauf le dimanche, en deux périodes dans les plages de 9 heures à 13 heures et de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

IV. - Pour la Guyane, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour sauf le dimanche, en deux périodes dans les plages de 10 heures à 13 heures et de 18 heures à 23 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

V. - Pour la Corse, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 4 heures par jour de novembre à mars inclus dans la plage de 17 heures à 23 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 22 heures à 8 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

VI. - Pour Saint-Pierre-et-Miquelon, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 4 heures par jour en deux périodes dans les plages de 8 heures à 12 heures et de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

VII. - Pour Mayotte, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour, en deux périodes dans les plages de 8 heures à 13 heures et de 18 heures à 22 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures et dimanche toute la journée.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

L'option comporte trois versions : Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU), Courtes Utilisations (CU), à l'exception de Mayotte où deux versions sont proposées : Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU).

5. BARÈMES

Les tarifs réglementés de vente hors taxes de l'électricité sont fixés conformément aux barèmes ci-dessous.

Ces barèmes sont accompagnés des dispositions annexes relatives aux périodes tarifaires, au calcul de la puissance réduite, au calcul de la puissance facturée, à la facturation de l'énergie réactive et à la majoration liée à la rémanence d'octroi de mer.

PAGE		1					
Prix hors taxes ^(a) au :							
TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL							
EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus							
Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
3	42,60	9,83					
6	78,00	8,87					
9	89,16	8,98					
12	135,12	8,98					
15	155,28	8,98					
18	177,48	8,98					
24	373,44	8,98					
30	449,52	8,98					
36	527,40	8,98					
TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL							
Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Heures Pleines	Heures Creuses				
6	80,64	9,79	7,38				
9	93,24	9,79	7,38				
12	142,32	9,79	7,38				
15	163,68	9,79	7,38				
18	184,08	9,79	7,38				
24	377,04	9,79	7,38				
30	454,68	9,79	7,38				
36	531,60	9,79	7,38				
TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL en France métropolitaine continentale							
Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	92,04	5,75	7,44	8,46	10,74	14,80	40,26
12	141,12	5,75	7,44	8,46	10,74	14,80	40,26
15	161,76	5,75	7,44	8,46	10,74	14,80	40,26
18	181,44	5,75	7,44	8,46	10,74	14,80	40,26
24-30	452,28	5,75	7,44	8,46	10,74	14,80	40,26
36	529,44	5,75	7,44	8,46	10,74	14,80	40,26
TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL en France métropolitaine continentale							
EN EXTINCTION - n'est plus proposé							
Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix d'énergie (c€/kWh)					
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile				
9	88,44	7,78	36,86				
12	133,80	7,78	36,86				
15	153,24	7,78	36,86				
18	172,68	7,78	36,86				
36	526,44	7,78	36,86				
<p>(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.</p>							



Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	91,80	8,71
6	106,20	8,71
9	118,44	8,71
12	164,28	8,55
15	183,36	8,55
18	205,44	8,55
24	397,44	8,01
30	474,96	8,01
36	553,08	8,01

TARIF UNIVERSEL A SUPERIEUR OU EGAL A 36 kVA sans Heures Creuses dans les ZNI (hors Corse)

Le prix de l'énergie est celui du tarif BLEU OPTION BASE NON-RESIDENTIEL 36 kVA

Le prix de l'abonnement annuel est celui du tarif BLEU OPTION BASE NON-RESIDENTIEL 36 kVA, avec la majoration mensuelle ci-dessous :

Mensualités d'abonnement (€/kVA/mois au-delà de 36 kVA)	9,74
---	------

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	102,72	9,46	7,28
9	114,36	9,46	7,28
12	163,20	9,18	6,85
15	184,44	9,18	6,85
18	204,24	9,18	6,85
24	397,20	8,39	6,88
30	475,20	8,39	6,88
36	553,80	8,39	6,88

TARIF UNIVERSEL A SUPERIEUR OU EGAL A 36 kVA avec Heures Creuses dans les ZNI (hors Corse)

Le prix de l'énergie est celui du tarif BLEU OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL 36 kVA

Le prix de l'abonnement annuel est celui du tarif BLEU OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL 36 kVA, avec la majoration mensuelle ci-dessous :

Mensualités d'abonnement (€/kVA/mois au-delà de 36 kVA)	11,65
---	-------

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES

Modalités avec comptage 6 kVA	Abonnement en Euros par an	106,20
SUPPRIMÉ	Prix d'énergie en c€/kWh	8,71
Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	607,08

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS DE PRODUCTION NON RACCORDES AU RESEAU

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	137,40
	Par kW supplémentaire en Euros par an	11,28
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	274,80
	Par kW supplémentaire en Euros par an	11,28
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance > 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	81,00
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,31

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURES DIVERSES SUPPRIMÉ

Télé-distribution

Tarif pour les téléamplificateurs	Même barème que le tarif Bleu 3 kVA Option BASE NON-RESIDENTIEL
-----------------------------------	---

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(*) Puissance minimum à facturer



Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL
 en France métropolitaine continentale
 EN EXTINCTION - n'est plus proposé

	Mensualités d'abonnement (€/mois)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Sans Heures Creuses	46,09	8,01

	Mensualités d'abonnement (€/mois)	Prix de l'énergie (c€/kWh)	
	Terme fixe	Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	46,15	8,39	6,88

TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL
 en France métropolitaine continentale
 EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	113,52	5,94	8,40	7,63	10,82	10,18	24,58
12	163,44	5,76	7,96	7,44	10,36	9,97	23,54
15	182,16	5,76	7,96	7,44	10,36	9,97	23,54
18	202,20	5,76	7,96	7,44	10,36	9,97	23,54
24-30	472,80	5,48	7,19	7,11	9,55	9,59	22,91
36	550,92	5,48	7,19	7,11	9,55	9,59	22,91

TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL
 en France métropolitaine continentale
 EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix d'énergie (c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	156,84	7,83	21,91
15	176,28	7,83	21,91
18	195,72	7,83	21,91
36	549,48	7,27	21,09

TARIF BLEU
 pour éclairage public

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	80,16	6,14

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.



Prix hors taxes ^(a) au :

**Pour les tarifs BLEU RESIDENTIEL et NON-RESIDENTIEL
Pour les sites en outre-mer, application de la majoration liée à la rémanence d'octroi de mer**

Octroi de mer au : **01/01/2016**

Dans les sites en outre-mer, une majoration liée à la rémanence d'octroi de mer doit être ajoutée aux prix de l'énergie appliqués en métropole selon le tableau suivant. Les prix des abonnements sont identiques à ceux appliqués en métropole.

MARTINIQUE	Octroi de mer (c€/kWh)	0,6706
GUADELOUPE*	Octroi de mer (c€/kWh)	0,1885
LA REUNION	Octroi de mer (c€/kWh)	0,0932
GUYANE	Octroi de mer (c€/kWh)	0,0826

**TARIF PROPOSÉ AUX CONSOMMATEURS FINALS DE GUYANE ET DE LA RÉUNION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE À 3 KILOVOLTAMPÈRES
POUR DES SITES ISOLÉS RACCORDÉS EN BASSE TENSION À UN MICRO RÉSEAU NON RACCORDÉ LUI-MÊME AU RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION PRINCIPAL**

LA REUNION	Prix de l'énergie unique (en c€/kWh)	11,59
GUYANE	Prix de l'énergie unique (en c€/kWh)	11,58

* La majoration liée à l'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin.

(a) Les prix HT obtenus par addition des prix de l'énergie appliqués en métropole et de la rémanence d'octroi de mer, sont à majorer de la T.V.A. selon les taux applicables dans les ZNI, de l'octroi de mer, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF JAUNE - OPTION BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	15,24	9,013	9,013	7,336	7,609	6,365
Utilisations Moyennes	15,24	9,013		7,336	7,609	6,365
Coefficients		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
de puissance réduite * ou Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Utilisations Moyennes		1,00		1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				13,15	€/heure ^(b)	

TARIF JAUNE - OPTION EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe Mobile	Hiver		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	14,76	11,125	8,219	7,521	6,499	
Coefficients		1,00	1,00	1,00	1,00	
de puissance réduite * ou Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	1,00	
Calcul des dépassements			13,15	€/heure ^(b)		

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF VERT A - OPTION A5 BASE
en France métropolitaine continentale

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Pointe	Hiver		Été		
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	
Très Longues Utilisations	16,20	10,025	8,775	6,268	6,442	4,742	SUPPRIMÉ
Longues Utilisations	16,20	10,025	8,775	6,268	6,442	4,742	SUPPRIMÉ
Moyennes Utilisations	16,20	10,025	8,775	6,268	6,442	4,742	SUPPRIMÉ
Courtes Utilisations	16,20	10,025	8,775	6,268	6,442	4,742	
Coefficients de puissance réduite	Très Longues Utilisations	1,00	0,93	0,70	0,61	0,45	SUPPRIMÉ
	Longues Utilisations	1,00	0,93	0,70	0,61	0,45	SUPPRIMÉ
	Moyennes Utilisations	1,00	0,93	0,70	0,61	0,45	SUPPRIMÉ
	Courtes Utilisations	1,00	0,93	0,70	0,61	0,45	
Calcul des dépassements	Comptage (k ₃ k ₂ k ₁)	Électronique		KN (P _{MAX} -P)		K (P _{MAX} -P)	
		4,27 €/kW		1,42 €/kW		35,63 €/kW	
Coefficients par poste		1,00	0,93	0,70	0,61	0,45	

TARIF VERT A - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Pointe Mobile	Hiver		Été		
			Heures Hiver	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Creuses Été	
Très Longues Utilisations	14,76	11,312	7,750	6,454	4,664	SUPPRIMÉ	
Moyennes Utilisations	14,76	11,312	7,750	6,454	4,664		
Coefficients de puissance réduite	Très Longues Utilisations	1,00	0,96	0,62	0,62	SUPPRIMÉ	
	Moyennes Utilisations	1,00	0,96	0,62	0,62		
Calcul des dépassements	Énergie €/kWh	Électronique		KN (P _{MAX} -P) en €/kW		K (P _{MAX} -P) en €/kW	
		1,08	4,05 €/kW		1,35		33,84
Coefficients par poste		1,00	0,96	0,62	0,62		

TARIF VERT A - OPTION A8 BASE
en France métropolitaine continentale
SUPPRIMÉ

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)								
		Pointe	Hiver et Demi-Saison				Été			
			Heures Pleines Hiver	Heures Pleines Demi-Saison	Heures Creuses Hiver	Heures Creuses Demi-Saison	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Juillet Août	
Très Longues Utilisations	72,36	7,591	6,508	5,460	4,859	3,805	4,719	2,809	3,670	
Longues Utilisations	54,12	11,501	8,159	5,497	5,021	3,856	4,783	2,875	3,737	
Moyennes Utilisations	38,28	17,249	10,638	6,096	5,529	4,122	4,783	2,747	3,483	
Courtes Utilisations	23,16	25,382	13,878	6,661	5,945	4,274	4,792	2,658	3,405	
Coefficients de puissance réduite	Très Longues Utilisations	1,00	0,73	0,34	0,34	0,31	0,31	0,31	0,31	
	Longues Utilisations	1,00	0,78	0,46	0,45	0,35	0,35	0,35	0,34	
	Moyennes Utilisations	1,00	0,67	0,37	0,37	0,25	0,18	0,11	0,11	
	Courtes Utilisations	1,00	0,76	0,50	0,44	0,37	0,26	0,26	0,16	
Calcul des dépassements	Comptage (k ₃ k ₂ k ₁)	Électronique				KN (P _{MAX} -P)			K (P _{MAX} -P)	
		4,28 €/kW				1,42 €/kW			35,65 €/kW	
Coefficients par poste		1,00	0,73	0,34	0,34	0,31	0,31	0,31	0,31	

TARIF VERT A - OPTION A8 EJP
en France métropolitaine continentale
SUPPRIMÉ

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Pointe Mobile	Hiver et Demi-Saison			Été	
			Heures Hiver	Heures Pleines Demi-Saison	Heures Creuses Été	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été
Très Longues Utilisations	70,80	9,218	5,457	4,580	4,715	2,779	3,658
Moyennes Utilisations	35,04	20,533	6,857	5,036	4,701	2,654	3,440
Coefficients de puissance réduite	Très Longues Utilisations	1,00	0,50	0,21	0,21	0,21	0,18
	Moyennes Utilisations	1,00	0,59	0,29	0,17	0,11	0,11
Calcul des dépassements	Comptage (k ₃ k ₂)	Énergie		Électronique		KN (P _{MAX} -P)	
		0,99 €/kWh		4,05 €/kW		1,35 €/kW	
Coefficients par poste		1,00	0,50	0,21	0,21	0,21	0,18

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.
L'énergie réactive est facturée selon les conditions de la formule tarifaire d'acheminement appliquée au site.



**TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
	A
BT (*)	16,92
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage			
TLU	LU	MU	CU
1,00	1,00	1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :
Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

(*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF JAUNE - OPTION BASE
Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	76,44	8,509	8,509	6,502	4,332	4,000
Utilisations Moyennes	26,88		12,375	8,635	4,747	4,361
Coefficients de Puissance réduite *		1,00	0,80	0,80	0,80	0,80
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	0,35	0,35	0,35
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	0,18	0,18
Utilisations Moyennes			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements			15,90 €/heure			

TARIF VERT A5 - OPTION BASE
Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Très Longues Utilisations	68,52	10,042	8,342	6,598	4,613	4,247
Longues Utilisations	68,52	10,042	8,342	6,598	4,613	4,247
Moyennes Utilisations	34,44	14,003	10,913	8,021	4,880	4,472
Courtes Utilisations	11,28	19,509	14,484	9,995	5,255	4,789
Energie réactive (c€/kvarh)		1,840				
Très Longues Utilisations		1,00	0,76	0,29	0,12	0,01
Longues Utilisations		1,00	0,76	0,29	0,12	0,01
Moyennes Utilisations		1,00	0,75	0,24	0,06	0,01
Courtes Utilisations		1,00	0,68	0,03	0,01	0,01
Calcul des dépassements		Comptage Electronique KN (PMAx-P)		K (PMAx-P)		
		5,28 €/kW		1,76 €/kW		
				43,98 €/kW		
Coefficients par poste		1,00	0,76	0,29	0,12	0,01

SUPPRIMÉ

SUPPRIMÉ

* Utilisations Longues : un seul dénivelé possible

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.



y compris la majoration, appliquée au prix de l'énergie, liée à la rémanence d'octroi de mer au :

01/01/2016

Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF VERT - OPTION BASE
En outre-mer et en Corse

Département	Version	Prime fixe (€/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite				Energie Réactive (c€/kvarh)	
				Heures Pleines		Heures Creuses		Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses			
MARTINIQUE	Longues Utilisations	97,80	13,295	7,271		3,203		1,00	0,32	0,02		1,840	
	Moyennes Utilisations	60,48	16,952	7,710		3,386		1,00	0,29	0,01			
	Courtes Utilisations	23,88	23,397	8,481		3,707		1,00	0,21	0,01			
GUADELOUPE	Longues Utilisations	92,04	12,014	6,370		2,987		1,00	0,25	0,04		1,840	
	Moyennes Utilisations	47,16	16,563	6,859		3,289		1,00	0,21	0,01			
	Courtes Utilisations	23,28	21,072	7,345		3,588		1,00	0,13	0,01			
GUYANE	Longues Utilisations	111,00	8,477	6,006		3,768		1,00	0,50	0,18		1,840	
	Moyennes Utilisations	70,32	13,735	7,311		3,897		1,00	0,46	0,13			
	Courtes Utilisations	22,32	21,464	9,259		4,843		1,00	0,41	0,10			
CORSE (en extinction n'est plus proposé)	Longues Utilisations	124,08	13,774	6,863		3,634		1,00	0,58	0,24		1,840	
	Moyennes Utilisations	76,08	24,203	8,449		3,761		1,00	0,54	0,17			
	Courtes Utilisations	21,12	35,368	11,643		4,742		1,00	0,50	0,21			
ST PIERRE & MIQUELON	Longues Utilisations	116,40	9,216	5,880		3,188		1,00	0,58	0,24		1,840	
	Moyennes Utilisations	71,52	15,874	7,256		3,188		1,00	0,54	0,16			
	Courtes Utilisations	19,56	24,273	10,033		4,038		1,00	0,49	0,20			
MAYOTTE	Longues Utilisations	57,84	11,036	5,643		3,807		1,00	1,00	1,00		1,840	
	Moyennes Utilisations	45,72	15,049	6,131		3,948		1,00	1,00	1,00			
LA REUNION			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	1,840
	Longues Utilisations	89,64	11,669	7,591	5,143	3,979	3,498	1,00	0,49	0,17	0,07	0,01	
	Moyennes Utilisations	48,00	15,468	8,770	5,748	4,391	3,881	1,00	0,47	0,14	0,02	0,01	
	Courtes Utilisations	21,48	20,030	10,191	6,473	4,886	4,341	1,00	0,40	0,03	0,01	0,01	

	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)
MARTINIQUE	0,6096
GUADELOUPE	0,1714
GUYANE	0,0750
CORSE	0,0000
ST PIERRE & MIQUELON	0,0000
LA REUNION	0,0847

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de l'octroi de mer, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(*) Prix majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

