

Commission de régulation de l'énergie

Délibération du 28 mai 2015 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2015 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

NOR : CRER1516070X

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les tarifs actuels d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (dits « TURPE 4 HTA/BT ») sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014 en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013 (1).

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, « les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie ». En outre, le même article énonce que la CRE « se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité », et qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs [...] ».

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet, d'une part, de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 4 HTA/BT de +0,4 % au 1^{er} août 2015 et, d'autre part, de faire évoluer la composante annuelle de comptage du TURPE 4 HTA/BT dans le but de faciliter l'utilisation des nouvelles fonctionnalités offertes par les compteurs évolués dans le contexte de la fin, au 1^{er} janvier 2016, des tarifs règlementé de vente (TRV) pour les utilisateurs dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA (dits TRV « jaunes » et « verts »).

(1) Délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

A. – Evolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2015

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans les domaines de tension HTA ou BT

La section 13 des règles tarifaires annexées à la délibération du 12 décembre 2013 susmentionnée prévoit les dispositions suivantes :

« Chaque année N à compter de l'année 2014, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 2.2 et 4 à 21 ci-dessus sont ajustées mécaniquement le 1^{er} août de l'année N , à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance des composantes de soutirage ainsi que des coefficients c des tableaux 4, 5.2, 6.2 et 7.2.

La grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août de l'année N est obtenue en ajustant la grille tarifaire en vigueur le mois précédent de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac, d'un facteur d'évolution des coûts et d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

La grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Z_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que publié par l'INSEE (identifiant : 000641194).

K_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N , calculé sur la base du solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ et des apurements déjà réalisés. La valeur absolue du coefficient K_N est plafonnée à 2 %.

Lors de l'ajustement des grilles tarifaires, les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les coefficients des parties fixes des composantes annuelles des soutirages ainsi que des composantes annuelles de gestion et de comptage sont arrondis au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- les autres coefficients soumis à l'ajustement sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés. »

2. Pourcentage d'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac

La valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac (identifiant INSEE : 000641194) est, respectivement sur les années 2013 et 2014, de 125,43 et 125,94.

Le pourcentage d'évolution IPC_{2015} , entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année 2014 et la valeur moyenne du même indice sur l'année 2013, est donc de 0,41 %.

3. Evolution du solde du CRCP d'ERDF entre le 1^{er} janvier 2014 et le 1^{er} janvier 2015

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2014, arrêté par la délibération de la CRE du 4 juin 2014 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, s'élevait à 620,2 M€ à reverser aux utilisateurs.

	MONTANT en M€
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2014	620,2
Ecart sur les charges et les produits en 2014	316,2
<i>dont achats de pertes</i>	46,4
<i>dont accès au réseau public de transport</i>	242,4
<i>dont valeur nette comptable des immobilisations démolies</i>	- 30,5
<i>dont recettes de prestations</i>	- 2,6
<i>dont contributions de raccordement</i>	6,7
<i>dont charges de capital</i>	- 3,6
<i>dont prise en compte du compte régulé de lissage Linky</i>	57,5
Ecart entre les recettes tarifaires et les recettes prévisionnelles avant apurements	- 515,3
Incitations sur la continuité de l'alimentation et la qualité de service	- 18,7
Actualisation à 4 %	16,1
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2015	418,5

Le montant total du solde du CRCP d'ERDF au 1^{er} janvier 2015, à apurer par l'évolution tarifaire du 1^{er} août 2015, est de 418,5 M€ à reverser aux utilisateurs. Ce montant a été calculé conformément aux principes définis à la section D.2 de la délibération TURPE 4 HTA/BT du 12 décembre 2013.

L'effet climatique (températures moyennes en 2014 plus élevées que les prévisions) a notamment contribué à diminuer les soutirages sur les réseaux gérés par ERDF, et donc le coût d'achat des pertes et le coût de l'accès au réseau de transport. Ce même effet, ainsi que le facteur d'apurement K_{2014} de - 2 % appliqué au 1^{er} août 2014, expliquent en partie l'écart constaté entre les recettes tarifaires perçues par ERDF en 2014 et les recettes prévisionnelles définies par la délibération du 12 décembre 2013 précitée, contribuant ainsi à l'apurement du solde du CRCP.

Enfin, la délibération TURPE 4 HTA/BT du 12 décembre 2013 comprend des mesures incitatives portant sur la continuité d'alimentation et la qualité de service.

Concernant la continuité d'alimentation, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors travaux (64,05 min) sur l'année 2014 étant inférieure à la durée moyenne de coupure de référence (68 min), ERDF bénéficie d'un bonus de 18,03 M€.

Concernant la qualité de service, ERDF bénéficie d'un bonus de 0,64 M€ (*cf.* calcul détaillé en annexe 1).

Le montant total des incitations financières imputé au solde du CRCP d'ERDF au titre de l'année 2014 est donc de 18,7 M€ en faveur d'ERDF.

4. Pourcentage d'évolution de la grille tarifaire applicable au domaine de tension HTA ou BT au 1^{er} août 2015

Compte tenu du facteur d'apurement K_{2014} de - 2,0 % appliqué le 1^{er} août 2014, en l'absence de mouvement tarifaire ultérieur, les recettes tarifaires d'ERDF tendraient à être inférieures aux recettes prévisionnelles définies dans la délibération TURPE 4 HTA/BT du 12 décembre 2013, contribuant ainsi à apurer le solde du CRCP.

Ainsi, en prenant en compte ces recettes prévisionnelles, le facteur d'apurement K_{2014} de - 2,0 % au 1^{er} août 2014 et le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2015, le facteur d'apurement K_{2015} au 1^{er} août 2015 est égal à + 0,01 %.

En conséquence, la grille tarifaire applicable au domaine de tension HTA et BT augmentera au 1^{er} août 2015 du pourcentage suivant :

$$Z_{2015} = IPC_{2015} + K_{2015} = 0,41 \% + 0,01 \% = 0,42 \%$$

soit une augmentation de 0,42 %, arrondie à +0,4 % en application de la délibération TURPE 4 HTA/BT du 12 décembre 2013.

B. – Evolution de la composante annuelle de comptage du TURPE 4 HTA/BT

Les systèmes de comptage évolués, par leurs nouvelles capacités de mesure des consommations d'électricité, vont permettre le développement par les fournisseurs de nouvelles offres tarifaires adaptées aux besoins spécifiques

de leurs clients. Ces nouvelles offres pourront comporter des prix différents selon les périodes de l'année ou de la journée sur des plages temporelles autres que celles des grilles des TRV d'électricité. Pour les utilisateurs dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA, l'émergence de nouvelles offres tarifaires sera par ailleurs accélérée par la disparition des TRV « jaunes » et « verts », au 1^{er} janvier 2016, qui constitue une opportunité pour le développement de la concurrence en France. En effet, ces consommateurs devront désormais souscrire une offre de marché auprès du fournisseur de leur choix.

Dans certains cas, l'affectation des consommations mesurées des clients de ces nouvelles offres aux périmètres de leurs responsables d'équilibre (processus de « *reconstitution des flux* ») s'appuiera sur les « *index* » de consommation (mesures des consommations sur chacune des plages des grilles tarifaires de leurs offres de fourniture), auxquels seront appliquées des profils. Dans d'autres cas, la reconstitution des consommations de ces utilisateurs s'appuiera sur les « *courbes de mesure* » (ou courbes de charge), suffisamment précises pour être utilisées directement dans le processus de reconstitution des flux.

Par ailleurs, les utilisateurs bénéficieront grâce aux systèmes de comptage évolués de conditions d'accès améliorées aux courbes de mesure de leurs consommations, qui pourront leur permettre de mieux maîtriser leurs dépenses en énergie.

La délibération « TURPE 4 HTA/BT » du 12 décembre 2013 dispose que la composante de comptage couvre « *les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage [...] et, le cas échéant, de location, d'entretien et d'application des profils aux utilisateurs équipés de compteurs sans enregistrement de la courbe de mesure* ».

Cette délibération prévoit que la composante de comptage, établie « *en fonction des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage et des services demandés par l'utilisateur* », dépend du régime de propriété des dispositifs de comptage, du domaine de tension, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, des grandeurs mesurées et du mode de contrôle de la puissance. Elle prévoit une composante de comptage unique lorsque la grandeur mesurée est la « *courbe de mesure* ». Ainsi, lorsque la grandeur mesurée est une courbe de mesure, la composante annuelle de comptage facturée à l'utilisateur est de 1 206,48 € HT par an lorsque le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité (GRD) ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité (AODE) (2). *A contrario*, lorsque la grandeur mesurée est un index, et toujours dans la situation où le dispositif de comptage est la propriété des GRD ou des AODE, la composante annuelle de comptage est comprise entre 18,84 € HT et 512,64 € HT en fonction de la fréquence minimale de transmission de ces index à l'utilisateur, de la puissance souscrite et du contrôle de la puissance (dépassement ou disjoncteur) (3).

Il apparaît que le niveau actuel de la composante de comptage du TURPE 4 HTA/BT associée à la courbe de mesure est susceptible de constituer un frein au développement de nouvelles offres de fourniture et de nouveaux services liés aux systèmes de comptage évolués. Avec le déploiement des compteurs évolués et des systèmes d'informations associés, l'écart de coûts entre l'utilisation des index ou de la courbe de mesure est désormais bien inférieur à la différence entre les composantes de comptage correspondantes prévues par le TURPE 4 HTA/BT, qui s'élève au minimum à 694 € HT.

La CRE a soumis à consultation publique, du 9 avril au 30 avril 2015, des propositions d'évolution de la composante de comptage du TURPE, de façon à ce que son montant ne dépende ni des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage, ni du mode de reconstitution des flux utilisé (reconstitution sur la base de profils ou sur la base des courbes de mesure), ni des services demandés par les utilisateurs relativement à l'accès à leurs courbes de mesure.

La majorité des acteurs du marché qui se sont exprimés s'est prononcée en faveur de cette proposition (4). La présente délibération fait évoluer la composante de comptage du TURPE 4 HTA/BT en ce sens.

Ainsi, les nouvelles offres de fourniture pour lesquelles les consommations des clients les souscrivant ne pourraient pas être reconstituées sur la base de profils existants et devraient être reconstituées de façon temporaire ou permanente sur la base des courbes de mesure, n'occasionneront pas au titre de la composante de comptage de surcoût pour les utilisateurs qui les souscriront.

En effet, la CRE considère qu'il convient de mutualiser les éventuels surcoûts associés au travers du TURPE, de façon à ne pas désavantager les nouvelles offres de fourniture, pour lesquelles il n'existerait pas de profil adapté, par rapport à des offres s'appuyant sur la structure des grilles des TRV actuels, qui bénéficient de l'existence des profils actuels.

En revanche, dans le cas où un profil adapté existe et où le responsable d'équilibre souhaite malgré tout, pour ses propres besoins, que la reconstitution des flux s'appuie sur les courbes de mesure, il devra souscrire une prestation annexe dont le tarif est représentatif des surcoûts associés, ainsi que le prévoit la délibération de la CRE du 28 mai 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes à destination des responsables d'équilibre réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.

Cette évolution de la composante de comptage permettra également aux utilisateurs de bénéficier pleinement des fonctionnalités des compteurs évolués au fur et à mesure de leur déploiement, en ayant accès à la courbe de mesure sans devoir payer une composante de comptage plus élevée. Les modalités tarifaires d'accès aux courbes de mesure et à leurs historiques sont définies dans la délibération de la CRE du 28 mai 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité relative à la transmission des données de consommation.

Cette évolution ne porte que sur le niveau de la composante de comptage. Le TURPE 4 HTA-BT prévoyant que les écarts entre les recettes prévisionnelles et les recettes effectivement perçues au titre de l'ensemble des

composantes tarifaires sont intégralement compensées par le biais de l'apurement du CRCP lors de l'évolution annuelle du tarif, cette évolution de la composante de comptage sera neutre financièrement pour ERDF.

(2) Lorsque la grandeur mesurée est une « courbe de mesure » et que le dispositif de comptage est la propriété de l'utilisateur, la composante de comptage facturée est de 565,08 € HT par an.

(3) Lorsque la grandeur mesurée est un « index » et que le dispositif de comptage est la propriété de l'utilisateur, la composante de comptage est comprise entre 9,00 € HT et 155,04 € HT.

(4) L'ensemble des réponses non confidentielles à cette consultation publique peut être consulté sur le site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/composante-de-comptage-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-hta-ou-bt-et-les-prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-ces-reseaux-dans-le-contexte-de-l-arrivee-des-syste>

C. – Décision de la CRE

Conformément aux éléments qui précèdent et en application de la section 13 des règles tarifaires fixées par la délibération du 12 décembre 2013 susmentionnée, le niveau des composantes tarifaires définies par les tableaux 1 et 4 à 21 de cette délibération augmenteront de 0,4 % au 1^{er} août 2015, à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance des composantes de soutirage ainsi que des coefficients *c* des tableaux 4, 5.2, 6.2 et 7.2.

La section 4 de la délibération susmentionnée, relative à la composante annuelle de comptage du TURPE 4 HTA/BT, est abrogée et remplacée par la section 4 présentée dans l'annexe 2 à la présente délibération.

Les tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT applicables à compter du 1^{er} août 2015 sont repris en annexe 3 de la présente délibération.

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 28 mai 2015.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :

Le président,

P. DE LADOUCKETTE

ANNEXE 1

DÉTAIL DU CALCUL DES INCITATIONS RELATIVES À LA QUALITÉ DE SERVICE

Taux de mises en service (MES) avec déplacement réalisées dans les délais demandés

Calcul	<i>Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M</i>
Périmètre	– Toutes mises en service avec déplacement sur installation existante clôturées dans le mois, hors MES express
Suivi	– Fréquence de calcul : mensuelle – Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle – Fréquence de publication : trimestrielle – Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2014 : – Objectif de base : 83 % – Objectif cible : 88 % Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2015 : – Objectif de base : 85 % – Objectif cible : 90 % Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2016 : – Objectif de base : 87 % – Objectif cible : 92 % Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2017 : – Objectif de base : 89 % – Objectif cible : 94 %
Incitations	– Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base – Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif cible – Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

Au cours de l'année 2014, le taux mensuel de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés a été le suivant :

MOIS	TAUX
Janvier	85,2 %
Février	86,4 %
Mars	86,2 %
Avril	86,7 %
Mai	85,9 %
Juin	84,7 %
Juillet	82,2 %
Août	80,8 %
Septembre	81,0 %
Octobre	84,6 %
Novembre	84,7 %
Décembre	85,0 %
Moyenne	84,3 %

Le taux moyen de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés au cours de l'année 2014 (84,3 %) étant supérieur à l'objectif de base (83 %) mais inférieur à l'objectif cible (88 %), ERDF n'a ni bénéficié de bonus ni supporté de pénalité.

Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement

Calcul	<i>Nombre de compteurs relevés ou auto-relevés semestriellement durant le mois M / Nombre de compteurs à relever semestriellement durant le mois M</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous compteurs relevés ou auto-relevés - Compteurs électricité uniquement
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de base : 94,8 % par année calendaire - Objectif cible : 95,2 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif cible - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

Au cours de l'année 2014, le taux mensuel d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement a été le suivant :

MOIS	TAUX
Janvier	95,2 %
Février	94,7 %
Mars	95,3 %
Avril	95,5 %
Mai	94,9 %
Juin	95,2 %
Juillet	95,4 %
Août	94,0 %

MOIS	TAUX
Septembre	95,3 %
Octobre	95,7 %
Novembre	95,2 %
Décembre	95,7 %
Moyenne	95,2 %

Le taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement au cours de l'année 2014 (95,2 %) étant supérieur à l'objectif de base (94,8 %) mais ne dépassant pas l'objectif cible (95,2 %), ERDF n'a ni bénéficié de bonus ni supporté de pénalité.

Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

Calcul	<u>Taux de respect du délai d'envoi à RTE des bilans globaux de consommation des responsables d'équilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'ERDF pour la semaine S-2 en semaine S</u>
Périmètre	Courbes de mesure (CdM) suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de base : 96 % par année calendaire - Objectif cible : 100 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus : 50 000 € par année calendaire si la performance est de 100 % - Malus : 5 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	Mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009

Au cours de l'année 2014, le taux de respect mensuel du délai de transmission à RTE des courbes demi-horaires de chaque responsable d'équilibre a été le suivant :

TRIMESTRE	TAUX
1 ^{er} trimestre	100 %
2 ^e trimestre	100 %
3 ^e trimestre	100 %
4 ^e trimestre	100 %
Moyenne	100 %

Le taux de respect du délai de transmission à RTE des courbes demi-horaires de chaque responsable d'équilibre au cours de l'année 2014 (100 %) étant égal à l'objectif cible (100 %), ERDF a bénéficié d'un bonus de 50 k€.

Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	$(N1 + N2) / D$ Avec : - N1 : nombre de réclamations, hors réclamations relatives à la qualité d'alimentation, clôturées dans le mois m dont le délai de réponse (date de clôture sous sge) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE - N2 : nombre de réclamations relatives à la qualité d'alimentation clôturées dans le mois M pour lesquelles une lettre d'attente ou une réponse consistante a été envoyée à une date inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE - D : nombre de réclamations clôturées dans sge durant le mois M
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Objectif de base : - 85 % du 1 ^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014 - 87 % du 1 ^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2015 - 90 % du 1 ^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 - 95 % à partir du 1 ^{er} janvier 2017
Incitations	- Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Versement : au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

Au cours de l'année 2014, le taux mensuel de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires a été le suivant :

MOIS	TAUX
Janvier	88 %
Février	93 %
Mars	94 %
Avril	95 %
Mai	96 %
Juin	96 %
Juillet	96 %
Août	96 %
Septembre	95 %
Octobre	95 %
Novembre	94 %
Décembre	94 %
Moyenne	94 %

Le taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires au cours de l'année 2014 (94 %) étant supérieur à l'objectif de base (85 %), ERDF n'a pas supporté de pénalité.

Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires

Calcul	<i>Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois et dont le délai de réponse (date de clôture dans SGE) est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via les fournisseurs, traitées dans les 30 jours calendaires
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - Malus : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

Au cours de l'année 2014, le nombre mensuel de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires a été le suivant :

MOIS	RÉCLAMATIONS
Janvier	1 079
Février	482
Mars	516
Avril	461
Mai	320
Juin	292
Juillet	290
Août	222
Septembre	318
Octobre	350
Novembre	413
Décembre	415
Cumul à fin T4	5 158

ERDF a supporté une pénalité de 155 k€ en faveur des utilisateurs du réseau.

Taux de disponibilité du portail fournisseur

Calcul	<i>Nombre d'heures de disponibilité (hors indisponibilités programmées) durant la semaine s / nombre d'heures d'ouverture du portail SGE (les heures d'ouverture sont de 7 h à 19 h du lundi au samedi sauf jours fériés) durant la semaine S</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Portail SGE uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs - Causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon - Importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : hebdomadaire - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul de l'incitation : hebdomadaire et annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de base : 96 % par semaine - Objectif cible : 99 % par année
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - Malus : 10 000 € par semaine en dessous de l'objectif de base - Bonus : 100 000 € par année par dixième de point au-dessus de l'objectif cible
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009

Au cours de l'année 2014, le taux hebdomadaire de disponibilité du portail fournisseur a été le suivant :

SEMAINE	TAUX	SEMAINE	TAUX	SEMAINE	TAUX	SEMAINE	TAUX
1	100 %	14	100 %	27	100 %	40	100 %
2	100 %	15	100 %	28	100 %	41	100 %
3	100 %	16	97,38 %	29	98,03 %	42	99,28 %
4	100 %	17	100 %	30	100 %	43	100 %
5	100 %	18	99,56 %	31	100 %	44	100 %
6	100 %	19	100 %	32	98,61 %	45	96,87 %
7	100 %	20	100 %	33	100 %	46	100 %
8	100 %	21	100 %	34	100 %	47	100 %
9	100 %	22	100 %	35	100 %	48	100 %
10	100 %	23	100 %	36	100 %	49	100 %
11	100 %	24	100 %	37	99,68 %	50	100 %
12	100 %	25	100 %	38	100 %	51	97,78 %
13	99,77%	26	100 %	39	100 %	52	100 %
Cumul	99,75 %						

Le taux hebdomadaire de disponibilité du portail fournisseur au cours de l'année 2014 n'ayant jamais été inférieur à l'objectif hebdomadaire de base (96 %), ERDF n'a pas supporté de pénalité.

Le taux annuel de disponibilité du portail fournisseur au cours de l'année 2014 (99,75 %) ayant été supérieur à l'objectif annuel cible (99 %), ERDF a bénéficié d'un bonus de 749 k€.

Montant total des incitations financières portant sur la qualité de service à imputer au solde du CRCP d'ERDF

Dans l'ensemble, ERDF bénéficie donc d'un bonus de 644 k€ (= 50 k€ – 155 k€ + 749 k€).

A N N E X E 2

SECTION 4 DE LA DÉLIBÉRATION « TURPE 4 HTA/BT » RELATIVE À LA COMPOSANTE ANNUELLE DE COMPTAGE

La CRE décide d'abroger la section 4 des règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT définies par la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, et de la remplacer par la section suivante :

4. Composante de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de facturation (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous), des coûts liés au processus de reconstitution des flux, ainsi que, le cas échéant, les coûts de location et d'entretien des dispositifs de comptage.

Elle est établie, en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage, du niveau de tension et de la puissance souscrite selon les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes du tarif d'utilisation des réseaux publics.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, la composante annuelle de comptage est égale à 1,20 €/an.

4.1. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics, ou des autorités organisatrices de la distribution publique, est définie dans le tableau 2.1 ci-après, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

Tableau 2.1

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE (P)	FRÉQUENCE MINIMALE de transmission	COMPOSANTE ANNUELLE de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	514,68
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	399,24
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle*	22,80
	P ≤ 18 kVA	Bimestrielle ou semestrielle*	18,96

* Pour les utilisateurs disposant de dispositifs de comptage évolués en basse tension et pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la fréquence minimale de transmission des données de facturation est bimestrielle. Dans les autres cas, elle est semestrielle.

4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage est définie dans le tableau 2.2 ci-après, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

Toutefois, pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA et les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ayant souscrit une puissance supérieure à 120 kVA, dans le cas où l'utilisateur propriétaire d'un dispositif de comptage non conforme aux dispositions de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage aurait refusé son remplacement, la composante annuelle de comptage facturée à l'utilisateur est définie dans le tableau 2.1 de la section 4.1 ci-dessus, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

Tableau 2.2

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE (P)	FRÉQUENCE MINIMALE de transmission	COMPOSANTE ANNUELLE de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	155,64
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	142,44
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,00
	P ≤ 18 kVA	Semestrielle	9,00

ANNEXE 3

GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1^{er} AOÛT 2015

Composante annuelle de gestion

Tableau 1

A ₁ (€/AN)	CONTRAT D'ACCÈS AU RÉSEAU CONCLU par l'utilisateur	CONTRAT D'ACCÈS AU RÉSEAU CONCLU par le fournisseur
HTA	716,76	69,12
BT > 36 kVA	345,60	55,44
BT ≤ 36 kVA	34,44	8,88

Composante annuelle de comptage

Tableau 2.1

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE (P)	FRÉQUENCE MINIMALE de transmission	COMPOSANTE ANNUELLE de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	514,68
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	399,24
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle*	22,80
	P ≤ 18 kVA	Bimestrielle ou semestrielle*	18,96

Tableau 2.2

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE (P)	FRÉQUENCE MINIMALE de transmission	COMPOSANTE ANNUELLE de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	155,64
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	142,44
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,00
	P ≤ 18 kVA	Semestrielle	9,00

Composante annuelle des injections

Tableau 3

DOMAINE DE TENSION	C€/MWH
HTA	0
BT	0

Composante annuelle des soutirages**Tarifs pour le domaine de tension HTA***Sans différenciation temporelle*

Tableau 4

DOMAINE DE TENSION	A ₂ (€/KW/AN)	B (€/KW/AN)	C
HTA	21,60	86,40	0,690

Avec différenciation temporelle à 5 classes

Tableau 5.1

a ₂ (€/kW/an)	9,24
--------------------------	------

Tableau 5.2

	HEURES DE POINTE (I = 1)	HEURES PLEINES D'HIVER (I = 2)	HEURES CREUSES D'HIVER (I = 3)	HEURES PLEINES D'ÉTÉ (I = 4)	HEURES CREUSES D'ÉTÉ (I = 5)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	d ₁ = 2,99	d ₂ = 2,57	d ₃ = 1,54	d ₄ = 1,31	d ₅ = 0,87
Coefficient pondérateur de puissance	k ₁ = 100 %	k ₂ = 92 %	k ₃ = 55 %	k ₄ = 40 %	k ₅ = 12 %

Avec différenciation temporelle à 8 classes

Tableau 6.1

a ₂ (€/kW/an)	9,24
--------------------------	------

Tableau 6.2

	HEURES DE POINTE (I = 1)	HEURES PLEINES D'HIVER (I = 2)	HEURES PLEINES MARS ET NOVEMBRE (I = 3)	HEURES CREUSES D'HIVER (I = 4)	HEURES CREUSES MARS ET NOVEMBRE (I = 5)	HEURES PLEINES D'ÉTÉ (I = 6)	HEURES CREUSES D'ÉTÉ (I = 7)	JUILLET-AOÛT (I = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	d ₁ = 3,01	d ₂ = 2,73	d ₃ = 2,26	d ₄ = 1,59	d ₅ = 1,22	d ₆ = 1,37	d ₇ = 0,86	d ₈ = 1,08
Coefficient pondérateur de puissance	k ₁ = 100 %	k ₂ = 93 %	k ₃ = 72 %	k ₄ = 56 %	k ₅ = 46 %	k ₆ = 40 %	k ₇ = 21 %	k ₈ = 10 %

Tarifs pour le domaine de tension BT > 36 kVA*Longue utilisation*

Tableau 7.1

a₂ (€/kVA/an)	21,00
---------------------------------	-------

Tableau 7.2

	HEURES DE POINTE (I = 1)	HEURES PLEINES D'HIVER (I = 2)	HEURES CREUSES D'HIVER (I = 3)	HEURES PLEINES D'ÉTÉ (I = 4)	HEURES CREUSES D'ÉTÉ (I = 5)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	d ₁ = 3,58	d ₂ = 3,58	d ₃ = 2,48	d ₄ = 1,92	d ₅ = 1,48
Coefficient pondérateur de puissance	k ₁ = 100 %	k ₂ = 95 %	k ₃ = 49 %	k ₄ = 31 %	k ₅ = 8 %

Moyenne utilisation

Tableau 8.1

a₂ (€/kVA/an)	11,88
---------------------------------	-------

Tableau 8.2

	HEURES PLEINES D'HIVER (I = 1)	HEURES CREUSES D'HIVER (I = 2)	HEURES PLEINES D'ÉTÉ (I = 3)	HEURES CREUSES D'ÉTÉ (I = 4)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	d ₁ = 4,23	d ₂ = 3,08	d ₃ = 2,19	d ₄ = 1,63

Tarifs pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA*Courte utilisation*

Tableau 9

PUISSANCE SOUSCRITE (P)	A ₂ (€/KVA/AN)	D ₁ (C€/KWH)
P ≤ 9 kVA	3,60	3,46
9 kVA < P ≤ 18 kVA	6,36	3,21
18 kVA < P	12,84	2,58

Moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Tableau 10

PUISSANCE SOUSCRITE (P)	A ₂ (€/KVA/AN)	D ₁ HEURES PLEINES (C€/KWH)	D ₂ HEURES CREUSES (C€/KWH)
P ≤ 9 kVA	4,32	3,91	2,42
9 kVA < P ≤ 18 kVA	7,20	3,49	2,17
18 kVA < P	13,80	2,93	1,83

Longue utilisation

Tableau 11

	A ₂ (€/KVA/AN)	D ₁ (C€/KWH)
Longue utilisation	56,76	1,34

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours*Alimentations complémentaires*

Tableau 12

DOMAINE DE TENSION	CELLULES (€/CELLULE/AN)	LIAISONS (€/KM/AN)
HTA	3 117,03	Liaisons aériennes : 850,29 Liaisons souterraines : 1 275,43

Alimentations de secours

Tableau 13

DOMAINE DE TENSION DE L'ALIMENTATION	€/KW/AN OU €/KVA/AN
HTA	6,08
BT	6,34

Tableau 14

DOMAINE DE TENSION DE L'ALIMENTATION PRINCIPALE	DOMAINE DE TENSION DE L'ALIMENTATION DE SECOURS	PRIME FIXE (€/KW/AN)	PART ÉNERGIE (C€/KWH)	^A (C€/KW)
HTB 2	HTA	7,89	1,70	63,36
HTB 1	HTA	2,74	1,70	22,49
HTA	BT	-	-	-

Composante de regroupement

Tableau 15

DOMAINE DE TENSION	^K (€/KW/KM/AN)
HTA	Liaisons aériennes : 0,47 Liaisons souterraines : 0,68

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Tableau 16

DOMAINE DE TENSION DU POINT DE CONNEXION	DOMAINE DE TENSION DE LA TARIFICATION APPLIQUÉE	^K (€/KW/AN)
BT	HTA	7,89

Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés

Tableau 17

DOMAINE DE TENSION	^K (C€/KW)
HTA	0,370

Composante annuelle de l'énergie réactive*Flux de soutirage*

Tableau 18

DOMAINE DE TENSION	RAPPORT TG Φ_{max}	C€/KVAR.H
HTA	0,4	1,82
BT > 36 kVA	0,4	1,91

Flux d'injection

Tableau 19

DOMAINE DE TENSION	C€/KVAR.H
HTA	1,82
BT > 36 kVA	1,91

Tableau 20

DOMAINE DE TENSION	C€/KVAR.H
HTA	1,82

Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Tableau 21

DOMAINE DE TENSION	C€/KVAR.H
HTA	1,82