

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013

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

Au terme de plus de trois années de procédure, le Conseil d'Etat a annulé le 28 novembre 2012 la décision tacite d'approbation du 5 mai 2009 et la décision du 5 juin 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en tant qu'elles fixent les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ainsi que les décisions implicites des ministres chargés de l'énergie et de l'économie rejetant les recours gracieux dirigés contre ces décisions.

Le Conseil d'Etat a estimé que la méthodologie retenue par la CRE pour déterminer la rémunération du capital d'ERDF était erronée en droit car elle ne tenait pas compte des caractéristiques spécifiques de la comptabilité des concessions de distribution d'électricité. Cette annulation a pour effet de faire disparaître ces tarifs de l'ordonnancement juridique, avec un effet rétroactif à la date d'entrée en vigueur de ces tarifs, soit le 1^{er} août 2009.

Toutefois, le Conseil d'Etat, considérant que l'application des deuxièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 2) à la période tarifaire considérée ne serait pas de nature à satisfaire l'exigence de couverture des coûts complets supportés par le gestionnaire de réseau, a précisé qu'il appartenait à la CRE de proposer aux ministres compétents d'approuver de nouveaux tarifs de distribution, calculés en tenant compte des motifs de sa décision, pour la période courant à compter du 1^{er} août 2009.

Le Conseil d'Etat a en conséquence différé la date d'effet de l'annulation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au 1^{er} juin 2013, afin de permettre l'adoption de ces nouveaux tarifs avant cette date.

Conformément aux motifs de la décision du Conseil d'Etat, la CRE a proposé le 29 mars 2013 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie – selon la procédure applicable à la date de la décision annulée – de nouveaux tarifs qui s'appliqueront sur la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. Les ministres ont approuvé ces tarifs (dits « TURPE 3 HTA/BT ») par une décision du 24 mai 2013 publiée au journal Officiel de la République Française le 26 mai 2013. La durée de ce tarif, fixé rétroactivement selon la procédure applicable antérieurement à l'entrée en vigueur des dispositions du code de l'énergie issues des directives du troisième paquet, ne peut se prolonger au-delà de la date d'expiration du tarif annulé.

Depuis l'entrée en vigueur le 1^{er} juin 2011 du code de l'énergie, il appartient à la CRE de fixer les tarifs d'utilisation des réseaux, en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code précité et non plus seulement de les proposer aux ministres compétents.

La méthodologie tarifaire la plus communément utilisée en Europe fonde la rémunération des opérateurs sur la valeur des actifs plutôt que sur le passif de ces entreprises. Cette méthodologie, dite « économique », présente l'avantage de ne pas être tributaire du niveau de capitaux propres de l'entreprise et de lier de façon directe le niveau de rémunération et le niveau d'investissements réalisés sur les réseaux.

Par ailleurs, les principes de construction tarifaire consistent à établir des tarifs pour les années à venir en permettant à l'opérateur de couvrir ses coûts et donc en prenant en compte les facteurs de risques inhérents à un exercice prospectif tout en veillant à établir un cadre tarifaire propice aux investissements et à l'efficacité opérationnelle du distributeur. En effet, les tarifs sont généralement élaborés sur la base de charges prévisionnelles afin d'inciter l'opérateur à maîtriser ses charges.

Comme indiqué dans le préambule de la délibération du 29 mars 2013 portant proposition relative au TURPE 3 HTA/BT, compte tenu des procédures applicables à cette décision, il était impossible à la CRE de mener les travaux permettant d'adapter une approche économique aux motifs de la décision du Conseil d'Etat – en se fondant notamment sur une analyse approfondie du bilan d'ERDF et sur un benchmark des approches des autres régulateurs européens – dans les délais fixés par cette décision, c'est-à-dire pour une adoption du tarif avant le 1^{er} juin 2013. La CRE a donc retenu pour sa proposition de tarif rétroactif applicable à la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013 une approche dite « *comptable* », fondée sur la couverture *ex post* de la totalité des charges comptables engagées par ERDF augmentée de la rémunération des capitaux propres.

Compte tenu des procédures prévues par l'article L. 341-3 du code de l'énergie pour les nouveaux tarifs – consultation publique, consultation du conseil supérieur de l'énergie, délai de deux mois laissé aux ministres pour demander une nouvelle délibération à la CRE – les travaux préparatoires de cette nouvelle approche économique ne sont pas non plus compatibles avec le calendrier d'élaboration initial du prochain tarif HTA/BT (dit TURPE 4 HTA/BT), qui devait entrer en vigueur le 1^{er} août 2013.

La CRE a décidé :

- de poursuivre ses travaux sur l'élaboration d'une approche fondée sur la rémunération de la valeur des actifs des gestionnaires de réseau de distribution, destinée à s'appliquer aux prochains tarifs, sur laquelle elle consultera les acteurs au mois de juin 2013, et de différer l'entrée en vigueur de ces tarifs (TURPE 4 HTA/BT) au 1^{er} janvier 2014 ;
- en conséquence, de prolonger du 1^{er} août au 31 décembre 2013 l'approche proposée aux ministres dans le cadre de la nouvelle version du TURPE 3 HTA/BT, en prenant en compte les charges prévisionnelles de 2013.

Cette prolongation fait l'objet d'une délibération distincte de TURPE 3 HTA/BT, dans la mesure où la procédure applicable à l'élaboration de nouveaux tarifs au-delà du 31 juillet 2013, terme du tarif annulé, est différente.

Par ailleurs, la CRE prolonge dans le présent tarif les mécanismes incitatifs retenus dans la nouvelle version de TURPE 3 HTA/BT. La CRE a en effet proposé de rétablir rétroactivement les principes de régulation incitative tels qu'ils avaient été définis dans la décision annulée. Toutefois, du fait de l'approche proposée d'une couverture *ex post* de la totalité des charges comptables engagées par ERDF, le dispositif de régulation incitative sur les charges d'exploitation et sur le coût d'achat des pertes n'a pu être repris dans le cadre de la Proposition relative au TURPE 3 HTA/BT.

Si le présent tarif ne présente pas le même caractère rétroactif, la CRE estime que la mise en place dans le cadre de ce tarif d'un mécanisme incitatif sur les charges d'exploitation maîtrisables aurait été en grande partie inopérante dans la mesure où le délai de quelques mois entre l'entrée en vigueur du tarif et la fin de l'année 2013 ne permet pas à ERDF de réaliser de réels gains de productivité. Par ailleurs, la section E.1 de la présente délibération prévoit que si le montant des charges nettes comptables d'ERDF devait être supérieur à celui pris en compte lors de l'élaboration du présent tarif, l'écart correspondant sera imputé au solde du compte de régulation des charges et des produits sous réserve que ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace. Ce mécanisme incite donc ERDF à maîtriser le niveau de ses charges.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 16 avril 2013.

Table des matières

A. Principes méthodologiques	4
B. Durée des tarifs	5
C. Définition du revenu tarifaire autorisé	5
1. Charges nettes comptables.....	5
2. Rémunération des capitaux propres	5
3. Apurement du compte de régulation des charges et des produits des périodes tarifaires précédentes.....	5
4. Revenu tarifaire autorisé	6
D. Evolution tarifaire	6
E. Cadre de régulation	6
1. Compte de régulation des charges et des produits.....	6
2. Régulation incitative	7
2.1. Continuité d'alimentation	7
2.1.1. Paramètres du schéma incitatif	7
2.1.2. Suivi de la continuité d'alimentation.....	7
2.1.3. Evénements exceptionnels	8
2.2. Qualité de service	8
2.2.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF donnant lieu à incitation financière.....	9
2.2.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF	9
F. Structure tarifaire et règles applicables aux utilisateurs des domaines de tension HTA et BT	9
1. Principes généraux et structure des tarifs	9
1.1. <i>Tarifs indépendants de la distance</i>	9
1.2. <i>Tarifs identiques sur tout le territoire</i>	9
1.3. <i>Tarifs fondés sur les coûts comptables des opérateurs</i>	9
1.4. <i>Allocation des coûts entre utilisateurs au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux</i>	10
1.5. <i>Tarifs de soutirage fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée</i>	10
1.6. <i>Foisonnement de la puissance transitée sur les réseaux de distribution</i>	10
1.7. <i>Allocation des coûts entre utilisateurs d'un même domaine de tension</i>	10
1.8. <i>Structure des options tarifaires</i>	10
2. Forme et principales évolutions des règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public de d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT	11
2.1. <i>Définitions</i>	11
2.2. <i>Structure des tarifs</i>	11
2.3. <i>Gestion</i>	11
2.4. <i>Comptage</i>	11
2.5. <i>Soutirage sur le domaine de tension HTA</i>	12
2.6. <i>Soutirage sur le domaine de tension BT</i>	13
2.6.1. BT > 36 kVA.....	13
2.6.2. BT ≤ 36 kVA.....	13
2.7. <i>Alimentations complémentaires et de secours</i>	13
2.8. <i>Regroupement conventionnel des points de connexion</i>	13
2.9. <i>Dispositifs tarifaires applicables aux réseaux publics de distribution</i>	13
2.10. <i>Utilisations ponctuelles</i>	13
2.11. <i>Energie réactive</i>	14
Annexe 1 : Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF	15
Annexe 2 : Règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT en vigueur du 1 ^{er} août 2013 au 31 décembre 2013	19

A. Principes méthodologiques

Pour établir les présents tarifs la CRE a procédé en trois étapes. Elle a en premier lieu défini un revenu tarifaire autorisé qui lui a permis ensuite d'en déduire l'évolution tarifaire de telle sorte que les recettes tarifaires prévisionnelles sur la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 soient égales au revenu tarifaire autorisé défini sur cette même période. Enfin l'activité de l'opérateur est encadrée par différents dispositifs qui constituent ce que l'on appelle le cadre de régulation.

Définition du revenu tarifaire autorisé

L'approche retenue par la CRE consiste à définir un revenu tarifaire autorisé qui couvre la totalité des charges nettes comptables¹ d'ERDF auxquelles s'ajoutent, d'une part, la rémunération des capitaux propres comptables² de l'entreprise au taux de rémunération des capitaux propres et, d'autre part, l'apurement du solde du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) déterminé à fin 2008.

$$RT = CNC + RCP + CRCP$$

Avec :

- RT : Revenu tarifaire autorisé ;
- CNC : Charges nettes comptables ;
- RCP : Rémunération des capitaux propres ;
- CRCP : annuité du solde du CRCP à fin 2008.

Les évolutions tarifaires

Le revenu tarifaire est ventilé entre les utilisateurs sous forme de tarifs. Il existe plusieurs composantes tarifaires qui répondent à différentes finalités. Néanmoins, celles qui constituent l'essentiel du chiffre d'affaires de l'opérateur sont les tarifs de soutirage. Ces derniers se composent de différents coefficients, l'ensemble de ces coefficients étant désigné par le terme « structure tarifaire ».

La CRE fixe les tarifs en vigueur du 1^{er} août au 31 décembre 2013 de telle sorte que les recettes tarifaires prévisionnelles sur la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 soient égales au revenu tarifaire autorisé défini sur cette même période.

Le pourcentage d'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2013 est déterminé en comparant le revenu tarifaire autorisé sur la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 aux recettes tarifaires prévisionnelles sur cette même période.

Le cadre de régulation

Afin d'inciter à une gestion efficace du réseau, la CRE prolonge dans les présents tarifs les mécanismes incitatifs mis en place dans les tarifs antérieurs visant à améliorer la qualité de service et la qualité d'alimentation offerte aux utilisateurs. Ces mécanismes n'ont en effet pas été remis en cause par la décision du Conseil d'Etat et ont vocation à faire partie des prochains tarifs.

Ce cadre de régulation est complété par un dispositif de compte de régulation de charges et produits spécifique pour l'année 2013 qui prévoit que les écarts entre, d'une part, les charges nettes comptables, et les recettes tarifaires et, d'autre part, les estimations de la CRE pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 soient imputés au solde du CRCP sous réserve que ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace. Ce compte permettra également de comptabiliser le total des incitations financières qui résulteront de l'application des mécanismes incitatifs.

¹ Sur la base des comptes sociaux de l'opérateur établis en normes françaises.

² Sur la base des comptes sociaux de l'opérateur établis en normes françaises.

B. Durée des tarifs

Les présents tarifs sont destinés à s'appliquer du 1^{er} août 2013 au 31 décembre 2013.

C. Définition du revenu tarifaire autorisé

1. Charges nettes comptables

Les charges nettes de l'année 2013 ont été estimées sur la base, à la fois des éléments présentés par ERDF et d'hypothèses de la CRE, à 11 735 M€. Les charges nettes sur le période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 correspondent à 5/12^{ème} des charges annuelles.

2. Rémunération des capitaux propres

La CRE retient une rémunération des capitaux propres égale au produit des capitaux propres de l'entreprise multiplié par le coût des fonds propres. Le niveau de rémunération des fonds propres doit apporter à l'opérateur une rentabilité comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables.

La CRE retient un coût des fonds propres calculé avec les données suivantes :

Taux sans risque nominal (A)	4,2%
Prime de marché (B)	4,5%
Béta des fonds propres (C)	0,66
Coût des fonds propres après IS (= A + B x C)	7,2%

Ce taux apparait cohérent avec les pratiques des autres régulateurs européens sur la base :

- des études commanditées auprès de consultants externes sur les taux de rémunération pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel en 2007 et 2011 ;
- des travaux d'évaluation internes menés régulièrement par la CRE.

Cette approche conduit aux résultats suivants :

En M€	Août – Déc. 2013
Capitaux propres au 1 ^{er} janvier	4 085
Rémunération après impôt	123

La rémunération pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 est égale à 5/12^{ème} de la rémunération annuelle.

3. Apurement du compte de régulation des charges et des produits des périodes tarifaires précédentes

Sur la base des règles exposées dans la section III.B de l'exposé des motifs du TURPE 2, des données prévisionnelles utilisées pour l'élaboration du TURPE 2 et des données comptables d'ERDF, le solde du CRCP à fin 2008 est de -836 M€ (en faveur d'ERDF) et se décompose de la façon suivante (en M€) :

Solde du CRCP TURPE 1 à fin 2008	557
Solde du CRCP TURPE 2 à fin 2008	-1 392
<i>Charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux</i>	-1 468
<i>Charges de capital</i>	623
<i>Recettes perçues au titre de la fourniture de prestations annexes</i>	-547
Total	-836

Le solde significatif du CRCP à fin 2008 résulte notamment d'une évolution très défavorable des volumes et des prix des pertes réalisés par rapport aux données de référence du TURPE 2 et des hypothèses de recettes de prestations annexes retenues dans la cadre de ces tarifs, très au-dessus du réalisé, pour partie compensées par la surestimation des charges de capital.

Rémunéré à 7,25 % et apuré sur cinq ans³, ce solde conduit à une annuité de 205 M€ avant impôt en faveur d'ERDF (soit 135 M€ après impôt).

4. Revenu tarifaire autorisé

L'approche retenue conduit au revenu tarifaire autorisé suivant :

En M€	Août – Déc. 2013
Charges nettes comptables	4 890
Rémunération des capitaux propres	123
Annuité du CRCP après impôt x 5/12	56
Revenu tarifaire autorisé	5 068

D. Evolution tarifaire

Le pourcentage d'évolution des tarifs au 1^{er} août 2013 est calculé sur la base de l'écart avant impôt entre le revenu tarifaire autorisé et les recettes tarifaires prévisionnelles à tarifs inchangés.

Nota bene : les recettes tarifaires prévisionnelles à tarifs inchangés correspondent à 5/12^{ème} des recettes prévues sur l'année 2013 si les tarifs applicables sur l'intégralité de cette année avaient été égaux à ceux en vigueur du 1^{er} août 2012 au 31 mai 2013.

En M€	Août – Déc. 2013
Revenu tarifaire autorisé	5 068
Recettes tarifaires prévisionnelles à tarifs inchangés	5 083
Baisse tarifaire	14
Baisse tarifaire avant impôt	22

Le pourcentage d'évolution des tarifs par rapport aux tarifs en vigueur du 1^{er} août 2012 au 31 mai 2013 est donc de -0,4 % (= -22 M€ / 5 083 M€).

Compte tenu de l'évolution tarifaire au 1^{er} juin 2013 prévue par la Proposition relative au TURPE 3 HTA/BT (-2,5 %), le pourcentage d'évolution des tarifs au 1^{er} août 2013 est de +2,1% (= 2,5 % - 0,4 %).

E. Cadre de régulation

1. Compte de régulation des charges et des produits

Les écarts entre, d'une part, les charges nettes comptables et les recettes tarifaires et, d'autre part, les estimations de la CRE pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 sont imputés au solde du CRCP sous réserve que ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le solde actualisé du CRCP, pour les écarts observés sur la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013, est calculé en utilisant le taux sans risque nominal présenté à la section C.2.

³ Comme prévu à la section III.B.3 de l'exposé des motifs du TURPE 2.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative. Les incitations financières propres à chacun des mécanismes incitatifs sont calculées comme indiqué dans les sections correspondantes. Afin de lisser dans le temps l'impact de la régulation incitative de la continuité d'alimentation et de la qualité de service, le montant total des incitations financières est imputé au solde du CRCP calculé au titre de l'année 2013 et apuré dans le cadre des prochains tarifs. Ces montants sont calculés annuellement et actualisés au taux sans risque nominal présenté à la section C.2.

2. Régulation incitative

2.1. Continuité d'alimentation

La CRE prolonge sur le période du 1^{er} août au 31 décembre 2013, le mécanisme d'incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation prévu dans le cadre des précédents tarifs.

Nonobstant, les dispositions de la présente section, ERDF peut être amené à adresser à la CRE d'autres indicateurs de qualité des réseaux publics de distribution d'électricité, notamment dans le cadre du compte rendu d'activité d'ERDF. En outre, ERDF peut également transmettre aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes, des indicateurs de qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

2.1.1. Paramètres du schéma incitatif

Pour ERDF, la durée moyenne de coupure de l'année N (DMC_N) est donnée par la formule suivante :

$$DMC_N = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupure des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 1^{er} janvier de l'année } N}$$

DMC_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Les coupures consécutives aux travaux sur les réseaux publics gérés par ERDF sont également exclues, en raison du programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB qui devrait occasionner, s'il était pris en compte, une augmentation temporaire de la durée moyenne de coupure dont ERDF indique être incapable, aujourd'hui, de mesurer l'ampleur. Afin d'éviter les dérives, ERDF transmet à la CRE la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par ERDF, avec le détail de l'impact lié au programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB.

Le niveau de l'incitation financière de l'année N est donné par la formule suivante :

$$I_N = -4 \times (DMC_{N_{\text{réf}}} - 28) \times \ln \left(\frac{DMC_N - 28}{DMC_{N_{\text{réf}}} - 28} \right)$$

$DMC_{N_{\text{réf}}}$: durée moyenne de coupure de référence de l'année N , exprimée en minutes. Sa valeur est fixée à 52 min en 2013.

I_N : incitation financière de l'année N , exprimée en M€, qui peut prendre des valeurs négatives. La valeur absolue de l'incitation annuelle I_N est plafonnée à 50 M€. L'incitation au titre de la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 est égale à 5/12^{ème} de l'incitation annuelle.

2.1.2. Suivi de la continuité d'alimentation

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, ERDF transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- la durée moyenne de coupure toutes causes confondues ;

- la durée moyenne de coupure pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la durée moyenne de coupure due à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par ERDF pour rétablir les conditions normales d'exploitation ;
- la durée moyenne de coupure consécutive aux travaux sur le réseau public de distribution géré par ERDF (avec le détail de l'impact lié au programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB).

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, ERDF transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux travaux sur le réseau public de distribution géré par ERDF (avec le détail de l'impact lié au programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB).

2.1.3. *Evénements exceptionnels*

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

2.2. **Qualité de service**

Le mécanisme de régulation de la qualité de service est constitué de deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières prennent la forme soit de bonus ou de malus imputés au CRCP, soit de compensations financières versées directement par ERDF aux utilisateurs (ou aux tiers autorisés par ces utilisateurs) qui en font la demande ;
- des indicateurs faisant uniquement l'objet d'un suivi par la CRE.

Ces indicateurs sont transmis par ERDF à la CRE et publiés.

Nonobstant les dispositions de la présente section, ERDF peut être amené à adresser à la CRE d'autres indicateurs de qualité de service, notamment dans le cadre du compte rendu d'activité d'ERDF. En outre, ERDF peut également transmettre des indicateurs de qualité de service aux acteurs du marché, et en particulier aux fournisseurs ainsi qu'aux autorités concédantes, notamment dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Distribution Electrique (CURDE) ou de relations contractuelles avec ERDF.

2.2.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF donnant lieu à incitation financière

Les cinq indicateurs suivants sont soumis à des incitations financières :

- nombre de réclamations sur rendez-vous planifié non respecté par ERDF ;
- taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours ;
- nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais ;
- délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ;
- taux de disponibilité du portail « Fournisseur ».

Le détail de ces indicateurs ainsi que les incitations financières associées sont précisés en annexe.

Le montant global des bonus/malus qu'ERDF serait amené à verser ou percevoir dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service est plafonné, en valeur absolue, à 20 M€/an.

2.2.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF

Le suivi de la qualité de service d'ERDF se compose de :

- trois indicateurs relatifs aux interventions ;
- deux indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs ;
- deux indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs ;
- quatre indicateurs relatifs à la relève et la facturation ;
- quatre indicateurs relatifs aux raccordements.

Le détail de ces indicateurs est précisé à l'annexe 1.

F. Structure tarifaire et règles applicables aux utilisateurs des domaines de tension HTA et BT

1. Principes généraux et structure des tarifs

Pour fonder les présents tarifs, la CRE reconduit les principes généraux suivants, utilisés dans le cadre du TURPE 2.

1.1. Tarifs indépendants de la distance

Conformément aux dispositions du paragraphe 1 de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009, qui dispose notamment que les redevances d'accès aux réseaux ne sont pas fonction de la distance séparant un producteur et un consommateur impliqués dans une transaction, la CRE maintient le principe d'une tarification dite « *timbre poste* ».

1.2. Tarifs identiques sur tout le territoire

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution est identique sur l'ensemble du territoire. Il s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution, ce qui entraîne une péréquation géographique des tarifs conforme au principe d'égalité prévu aux articles L.121-1 et suivants du code de l'énergie.

1.3. Tarifs fondés sur les coûts comptables des opérateurs

L'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 dispose que les tarifs sont calculés « à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, tels qu'ils résultent de l'analyse des coûts techniques [et] de la

comptabilité générale des opérateurs ». La CRE retient donc une méthode de construction de la structure tarifaire qui se fonde sur les coûts comptables des opérateurs.

ERDF a réparti ses coûts comptables par domaine de tension. Une fois déterminé le coût global que doivent payer l'ensemble des utilisateurs d'un même niveau de tension, il convient de répartir ce coût entre les utilisateurs du même niveau de tension.

1.4. Allocation des coûts entre utilisateurs au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux

L'énergie est injectée principalement en très haute tension pour être consommée en grande partie par les utilisateurs des réseaux de distribution. C'est pourquoi l'énergie emprunte successivement des portions de réseaux à des niveaux de tension décroissants. Aussi, les utilisateurs de réseaux contribuent-ils, par les flux d'énergie qu'ils induisent, à une très grande majorité des coûts supportés par les opérateurs pour la gestion des réseaux amont. C'est pourquoi les recettes tarifaires perçues auprès d'un utilisateur contribuent à couvrir non seulement les coûts de son domaine de tension de raccordement mais aussi une partie de ceux des domaines de tension en amont.

1.5. Tarifs de soutirage fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée

Les tarifs de soutirage dépendent du domaine de tension de raccordement, de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée.

Les recettes tarifaires perçues auprès des utilisateurs d'un même niveau de tension doivent permettre de couvrir le coût des pertes et des services système générés par ces utilisateurs ainsi qu'une partie des coûts fixes des réseaux, aux niveaux de tension amont et de raccordement.

1.6. Foisonnement de la puissance transitée sur les réseaux de distribution

La probabilité que tous les utilisateurs soutirent simultanément la totalité de la puissance souscrite est d'autant plus faible que les utilisateurs soutirent de l'énergie pendant une courte durée dans l'année. Un utilisateur à faible durée d'utilisation contribuera dans une moindre mesure au dimensionnement des réseaux et, de ce fait, sa contribution au financement des coûts fixes doit être moindre.

Ce phénomène est appréhendé par les coefficients de foisonnement. Ces derniers reflètent la part de la puissance souscrite consommée en moyenne, par point de connexion, pendant les heures de plus forte charge du réseau amont.

Ce phénomène de *foisonnement* est encore plus marqué si le réseau emprunté par le flux de puissance est fortement maillé. Ceci explique que le foisonnement soit différencié selon le niveau de tension. En effet, le foisonnement est d'autant plus important que le nombre de chemins offerts par le réseau au transit de la puissance est élevé.

1.7. Allocation des coûts entre utilisateurs d'un même domaine de tension

Une fois déterminé le coût global que doivent couvrir les recettes tarifaires de l'ensemble des utilisateurs d'un même domaine de tension, il convient de répartir ce coût entre les utilisateurs de ce domaine de tension. Cette répartition se fait selon des critères différents selon les types de coûts.

Le coût des pertes dépend directement du volume des soutirages. Ce coût est par conséquent réparti entre les utilisateurs d'un même domaine de tension en fonction de la quantité d'énergie qu'ils soutirent.

Les autres coûts sont répartis en fonction du niveau de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée par chaque utilisateur.

1.8. Structure des options tarifaires

Afin de concilier le principe de non-discrimination des tarifs inscrit à l'article L. 341-2 du code de l'énergie et la volonté de maîtrise de la demande d'énergie prévue à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, la CRE reconduit les tarifs à différenciation temporelle déjà existants en distribution en renforçant par rapport à TURPE 2 :

- le degré de modulation temporelle en augmentant le ratio entre la part variable en heures pleines et celle en heures creuses ainsi qu'entre l'hiver et l'été ;

- l'attractivité des tarifs à différenciation temporelle par rapport aux tarifs sans différenciation.

Ces modifications s'appuient sur un critère objectif, à savoir l'augmentation constatée de la différenciation horaire et saisonnière des prix de marché et donc du coût d'achat des pertes au cours des années 2000.

2. Forme et principales évolutions des règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public de d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

Les règles tarifaires en vigueur du 1^{er} août au 31 juillet 2013 sont définies à l'annexe 2. Elles reconduisent pour l'essentiel les règles définies dans le cadre des précédents tarifs.

Ces règles contiennent 12 sections. Les deux premières définissent les notions utilisées et la structure des tarifs. Les sections 3 à 12 décrivent les composantes tarifaires.

Toutefois, au vu du retour d'expérience fourni par les gestionnaires de réseaux ainsi que les contributions reçues lors des consultations publiques du 18 février 2008, du 26 août 2008, du 5 février 2009 et du 6 novembre 2012, certaines dispositions des règles tarifaires sont modifiées ou complétées.

2.1. Définitions

La liste des définitions est complétée afin de clarifier les conditions d'application des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

2.2. Structure des tarifs

La section 2 contient une description des différentes catégories de charges couvertes par les tarifs d'utilisation d'un réseau public de d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, de la structure des tarifs établie de façon à refléter ces différentes catégories de charges et de la façon d'appliquer les différents tarifs en chaque point de connexion.

Les modalités de calcul des tarifs pour les points de connexion raccordés au réseau pour une durée inférieure à un an sont également précisées.

2.3. Gestion

Le dispositif mis en place dans le cadre des précédents tarifs est reconduit, à savoir, la facturation explicite des frais de gestion sous la forme d'un terme fixe appliqué à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux) en fonction de leur domaine de tension de raccordement. Ce dispositif différencie les utilisateurs qui disposent d'un contrat d'accès au réseau séparé de leur contrat de fourniture d'énergie et ceux qui disposent d'un contrat unique avec leur fournisseur. En effet, pour ces derniers, les frais de gestion supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution sont réduits par le fait qu'une large part des activités de gestion des dossiers par les gestionnaires de réseaux est réalisée par les fournisseurs qui en répercutent le coût à leurs clients dans un cadre concurrentiel.

Afin de mieux refléter les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux, la facturation de la composante annuelle de gestion est réalisée par point de connexion et par contrat d'accès.

Les coûts de gestion des contrats sont constitués des coûts liés à l'accueil des utilisateurs de réseaux, à la gestion des dossiers des utilisateurs, à la facturation, au recouvrement et aux impayés.

2.4. Comptage

Les dispositions permettant aux utilisateurs de choisir librement leurs dispositifs de comptage et de pouvoir bénéficier ainsi d'offres de fourniture adaptées à leur consommation, sont reconduites.

Tous les utilisateurs se voient facturer une composante de comptage en fonction des prestations qu'ils ont souhaitées (compteur à index ou à courbe de mesure, contrôle de la puissance, etc.).

Cette composante ne dépend, ni du modèle de compteur installé, ni du mode de relève (relève à pied, télérelève par le réseau téléphonique commuté, par courants porteurs en ligne ou par GSM, etc.), dans la mesure où ces caractéristiques relèvent de choix techniques et managériaux des gestionnaires de réseaux publics et sont sans impact sur la précision des données de comptage.

La composante de comptage couvre, pour les utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage, les coûts :

- de vérification du bon fonctionnement des matériels de comptage réalisée à l'initiative des gestionnaires de réseaux publics ;
- de relève ou de télérelève (dont les coûts d'abonnement et de communication) ;
- de mesure, de calcul et d'enregistrement des données de comptage ;
- de validation, de correction et de mise à disposition des données de comptage validées ;
- le cas échéant, de profilage, pour les utilisateurs ne disposant pas de compteurs avec enregistrement de la courbe de mesure.

Les données de comptage sont transmises à l'utilisateur, ou à un tiers autorisé par l'utilisateur, selon une fréquence minimale définie en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection du point de connexion.

Pour les utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, la composante de comptage couvre, également, les coûts :

- des charges de capital des dispositifs de comptage déduction faite de la part des contributions de raccordement relative aux dispositifs de comptage ;
- d'entretien des matériels de comptage ;
- de renouvellement des matériels de comptage ;
- le cas échéant, de synchronisation des matériels de comptage.

En revanche, cette composante de comptage ne comprend pas le coût des changements des dispositifs de comptage réalisés à la demande de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé par l'utilisateur, qui font l'objet d'une facturation spécifique dans le cadre des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

En application du décret n° 2007-1280 du 28 août 2007, relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité, les coûts de première pose d'un dispositif de comptage et de plombage font, désormais, l'objet d'une facturation dans le cadre de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

Dans sa communication du 6 juin 2007 sur l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance (≤ 36 kVA), la CRE a accepté le principe d'une expérimentation menée par ERDF sur le déploiement à grande échelle de systèmes de comptage évolués. Pour accompagner cette expérimentation, la composante de comptage applicable aux utilisateurs équipés d'un compteur évolué est identique à celle appliquée aux autres utilisateurs.

2.5. Soutirage sur le domaine de tension HTA

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA ont le choix entre trois options tarifaires :

- option sans différenciation temporelle;
- option avec différenciation temporelle à cinq classes ;
- option avec différenciation temporelle à huit classes.

Les utilisateurs optant pour les tarifs avec différenciation temporelle se voient appliquer des prix élevés pendant les heures pleines d'hiver, mais peuvent bénéficier de tarifs plus faibles en dehors de cette période. Le choix de l'option tarifaire et des niveaux de puissance souscrite est laissé à l'utilisateur du réseau ou à un tiers autorisé par lui. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou les tiers autorisés par eux pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

2.6. Soutirage sur le domaine de tension BT

2.6.1. $BT > 36 \text{ kVA}$

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT et avec une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA peuvent choisir entre deux options à différenciation temporelle. Le choix entre ces options s'effectue sur la base des taux d'utilisation des puissances souscrites.

2.6.2. $BT \leq 36 \text{ kVA}$

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir entre quatre options : courte utilisation, moyenne utilisation, moyenne utilisation avec différenciation temporelle, longue utilisation.

Pour l'ensemble des tarifs de soutirage au domaine de tension BT, le choix d'une des options dépend des besoins en puissance et du taux d'utilisation des puissances souscrites. Le choix de l'option tarifaire et des niveaux de puissance souscrite est laissé à l'utilisateur du réseau ou à un tiers autorisé par lui. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou les tiers autorisés par eux pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

2.7. Alimentations complémentaires et de secours

Pour les liaisons complémentaires ou de secours, seules les parties dédiées sont facturées. Cette modalité de facturation tient compte du fait que, compte tenu des règles de dimensionnement du réseau en « N – 1 », il n'est pas possible de distinguer un surcoût associé à la fourniture de capacité complémentaire ou de secours.

Un coefficient de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours, lorsque celle-ci est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est introduit. Cette disposition permet de garantir que l'incitation donnée à l'utilisateur de souscrire la puissance optimale porte également lors du choix de la puissance souscrite pour son alimentation de secours.

2.8. Regroupement conventionnel des points de connexion

Le mécanisme de regroupement en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006 est reconduit.

2.9. Dispositifs tarifaires applicables aux réseaux publics de distribution

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution présentent des spécificités qui sont, pour partie, définies par la loi et la réglementation. Pour tenir compte de ces spécificités dans les tarifs applicables aux différents domaines de tension, les dispositifs particuliers suivants sont maintenus :

- l'utilisation des ouvrages de transformation est facturée en fonction des charges moyennes directes des postes de transformation ;
- la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont est établie à partir de la différence entre les tarifs au domaine de tension de livraison et au domaine de tension immédiatement inférieur, minorée du montant de la composante d'utilisation des ouvrages de transformation, et pondérée par les parts de ces liaisons exploitées par les différents gestionnaires ;
- les écrêtements des factures mensuelles de dépassement de puissance des distributeurs sont autorisés en cas de froid très rigoureux, dans les mêmes conditions que pour les précédents tarifs.

Les définitions des termes I_1 et I_2 , utilisés pour le calcul de la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont, sont clarifiées.

2.10. Utilisations ponctuelles

Pour tenir compte de certaines situations dans lesquelles les capacités de réseau permettent d'acheminer une puissance appelée pendant de courtes périodes sans préjudice pour les autres utilisateurs, le dispositif de facturation des dépassements ponctuels programmés (DPP) mis en place lors du TURPE 2 est reconduit. Ces dépassements, qui doivent être convenus à l'avance avec le gestionnaire du réseau public, sont facturés au prix moyen de l'énergie soutirée par un utilisateur ayant un taux d'utilisation de 25 %.

La demande de DPP est conditionnée à la réalisation de travaux sur les installations électriques du demandeur.

Le mécanisme des DPP est transitif afin de ne pas pénaliser les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

2.11. Energie réactive

La tarification particulière appliquée aux transits de réactif aux points de connexion des réseaux publics de distribution au réseau public de transport est reconduite, afin que soit stabilisé le volume du parc de condensateurs HTA et ainsi conservées les capacités de production de réactif sur les réseaux publics de distribution.

Un barème fixe des pénalités en cas d'excursion en dehors d'une plage de « tangente phi » convenue contractuellement entre les parties au regard de règles consignées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de transport.

En l'absence d'accord entre les parties, les présentes règles tarifaires précisent la méthode de détermination de la borne supérieure de la plage de « tangente phi ». Cette méthode s'appuie sur l'utilisation de valeurs historiques, et prévoit l'introduction d'une valeur plancher.

Cette valeur plancher se justifie notamment par le développement rapide de la production décentralisée et la tendance à l'augmentation naturelle des « tangentes phi » sur les réseaux publics de distribution, et permet d'éviter une différence de traitement excessive entre points de connexion.

Annexe 1 : Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF donnant lieu à incitation financière

1.1. Nombre de réclamations sur rendez-vous planifié non respecté par ERDF

Indicateur :	Nombre de réclamations sur rendez-vous planifié non respecté par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière (avec un détail par catégorie d'utilisateurs)
Suivi :	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif :	100 % des rendez-vous non tenus du fait d'ERDF et signalés par les utilisateurs ou les tiers autorisés par ces utilisateurs, font l'objet d'une compensation financière
Incitation :	Compensation financière versée par ERDF : montants identiques à ceux facturés par ERDF en cas de non exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé par cet utilisateur (absence au rendez-vous, etc.), pour chaque rendez-vous non tenu Versement : directement aux utilisateurs qui en font la demande (ou aux tiers autorisés par ces utilisateurs si la demande a été réalisée par ces tiers)

1.2. Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours

Indicateur :	Nombre de réclamations des utilisateurs traitées dans les 30 jours calendaires / nombre total de réclamations (hors réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics)
Suivi :	Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif :	Objectif de base : 95 % des réclamations des utilisateurs (reçues soit directement, soit par l'intermédiaire des tiers autorisés par ces utilisateurs) traitées dans les 30 jours calendaires (hors réclamation ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics)
Incitation :	Malus : 100 000 € par point entier en dessous de l'objectif de base Versement : au CRCP

Nota bene : Les réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics ont été exclues de cet indicateur à la demande d'ERDF.

1.3. Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais

Cet indicateur ainsi que les compensations financières associées concernent uniquement les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est intégralement assurée par ERDF.

Indicateur :	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande, en conformité avec le barème d'ERDF de facturation des opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité (avec un détail par catégorie de raccordements)
Suivi :	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif :	100 % des dépassements de délais d'envoi des propositions de raccordement signalés par le demandeur de raccordement, ou par un tiers autorisé par lui, font l'objet d'une compensation financière

Incitation :	Compensation financière versée par ERDF : <ul style="list-style-type: none"> - 30 € pour les demandeurs de raccordement individuel en BT \leq 36 kVA - 100 € pour les demandeurs de raccordement individuel en BT > 36 kVA et les demandeurs de raccordement collectif en BT - 1 000 € pour les demandeurs de raccordement en HTA Versement : au demandeur du raccordement (ou au tiers autorisé par lui si la demande de compensation financière a été réalisée par ce tiers)
---------------------	---

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

Indicateur :	Taux de respect du délai d'envoi à RTE des bilans globaux de consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'ERDF pour la semaine S-2 en S et relatifs aux courbes de mesure (CdM) suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - CdM agrégée des consommations des sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi :	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif :	Objectif de base : 90 % Objectif cible : 96 %
Incitation :	Malus : 50 000 € par point entier en dessous de l'objectif de base Bonus : 50 000 € par point entier au dessus de l'objectif cible Versement : au CRCP

1.5. Taux de disponibilité du portail « Fournisseur »

Indicateur :	Nombre d'heures de disponibilité (hors indisponibilités programmées) / nombre d'heures d'ouverture du portail SGE (les heures d'ouverture sont de 7h à 19h du lundi au samedi sauf jours fériés)
Suivi :	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 :	Objectif de base : 96 % par semaine Objectif cible : 99 % par année
Incitation :	Malus : 10 000 € par semaine en dessous de l'objectif de base Bonus : 100 000 € par année au dessus de l'objectif cible Versement : au CRCP

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF

2.1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellés de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Délai de réalisation d'une mise en service (MES) sur installation existante	Taux de MES sur installation existante réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs	Mois

Délai de réalisation d'une résiliation	Taux de résiliations réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs	Mois
Délai de réalisation d'un changement de fournisseur	Taux de changement de fournisseur réalisés par tranche de délai et par catégorie de consommateurs	Mois

Nota bene : les systèmes d'information (SI) actuels d'ERDF ne permettent pas à l'opérateur de produire les indicateurs relatifs à la réalisation des prestations annexes sur le périmètre de l'ensemble des consommateurs. Ces indicateurs sont, en effet, calculés sur le seul périmètre des consommateurs gérés par les SI mis en place pour l'ouverture des marchés. Cet état de fait perdurera jusqu'à la complète séparation des SI d'ERDF et d'EDF.

2.2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Nombre total de réclamations d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs (reçues soit directement, soit par l'intermédiaire d'un tiers autorisé par l'utilisateur) par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestre
Taux de réponse aux réclamations d'utilisateurs dans les 30 jours (détaillés par nature et par catégorie d'utilisateurs)	Nombre de réclamations d'utilisateurs traitées dans les 30 jours / nombre total de réclamations, par nature et par catégorie d'utilisateurs (cet indicateur est calculé hors réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics)	Trimestre

2.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	Nombre des appels servis sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement / Nombre d'appels à traiter	Trimestre

2.4. Indicateurs relatifs à la relève et la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année / nombre de compteurs à relever	Trimestre
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de relevés publiés sur index réel / nombre de relevés publiés	Mois
Taux de publication par SGE* des relevés et des factures, des consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique, dans les délais	Nombre de données de relève et de facturation publiées dans les délais / nombre de points de relevés attendus	Mois
Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre de clients absents 3 fois et plus lors du relevé / nombre de compteurs à relever	Trimestre

* SGE : Système de Gestion des Echanges

2.5. Indicateurs relatifs aux raccordements

Ces indicateurs concernent uniquement les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est intégralement assurée par ERDF.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris / nombre d'appels reçus	Trimestre
Délai d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement	Délai d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement à partir de la qualification de la demande (avec un détail par catégorie de raccordements).	Trimestre
Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages de raccordement	Nombre de raccordements mis en exploitation dans le délai convenu lors de la réception de l'accord sur la proposition technique et financière de raccordement (et le cas échéant l'ordre de service de la collectivité compétente en matière d'urbanisme) / Nombre de raccordements mis en exploitation (avec un détail par catégorie de raccordements)	Trimestre
Délai de réalisation des travaux de raccordement	Délai entre la date de réception de l'accord sur la proposition technique et financière de raccordement (et le cas échéant l'ordre de service de la collectivité compétente en matière d'urbanisme) et la date réelle de mise en exploitation (avec un détail par catégorie de raccordements) : <ul style="list-style-type: none">- délai moyen pour les raccordements individuels BT \leq 36 kVA sans extension- taux de raccordement par tranche de délai dans les autres cas (avec un détail par catégorie de raccordements)	Trimestre

Annexe 2: Règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT en vigueur du 1^{er} août 2013 au 31 décembre 2013

1. Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

1.1. Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

1.2. Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

1.2.1. Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

1.2.2. Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principales et complémentaires.

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s) convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

1.2.3. Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

1.3. Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

1.4. Classe temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle classe temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

1.5. Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-95 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur pour le compte de celui-ci.

1.6. Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

1.7. Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication, paramétrable et consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le gestionnaire de réseau public. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation sont assurés de façon automatisée.

1.8. Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion (U_n)	Domaine de tension	
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT Domaine basse tension	
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont intitulés tarifs du domaine de tension HTA.

1.9. Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

1.10. Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

1.11. Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

1.12. Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barre n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

1.13. Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

1.14. Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

1.15. Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTB ou en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

1.16. Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

1.17. Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

1.18. Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

1.19. Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport $tg \varphi$.

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

1.20. Rapport tangente phi ($tg \varphi$)

Le rapport tangente phi ($tg \varphi$) mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $tg \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

1.21. Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

1.22. Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau.

2. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics dont, en particulier, la contribution tarifaire mentionnée au I de l'article 18 de la loi du 9 août 2004 modifiée relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Conformément à l'article L. 341-2 du code de l'énergie, lequel dispose que les « *tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* », et à l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 modifié, ils couvrent notamment :

- les coûts liés à la constitution de réserves d'exploitation qui comprennent les coûts relatifs à l'acquisition par les gestionnaires de réseaux publics des services système de tenue de la tension et les coûts de constitution des réserves primaires et secondaires de tenue de la fréquence ;
- les coûts relatifs au fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre pour les sites de consommation et/ou de production d'électricité disposant d'un point de connexion aux réseaux publics de transport et de distribution ;
- les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de validation, de profilage et de transmission des données de comptage ;
- la part des coûts des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics non couverte par les tarifs de ces prestations ;
- la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux publics d'électricité non couverte par les contributions versées aux gestionnaires de réseaux publics lorsque ceux-ci sont maîtres d'ouvrage des travaux de raccordement.

Par exception, certaines prestations spécifiquement identifiées, réalisées à la demande de l'utilisateur ou de son fait, font l'objet d'une facturation séparée, notamment dans les conditions prévues par la (les) délibération(s) tarifaire(s) relative(s) aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires

de réseaux publics d'électricité en vigueur, pour la part de leurs coûts non couverte par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 12 ci-après.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

En chaque point de connexion, le prix payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle des injections (CI) ;
- la composante annuelle des soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au réseau public d'électricité pour une durée inférieure à un an, la part fixe des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 12 ci-après est calculée au *pro rata temporis* avec un pas mensuel sans que le montant facturé puisse être inférieur à $1/12^{\text{ème}}$ de la part fixe considérée.

3. Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec le fournisseur exclusif du site d'un utilisateur de ce réseau en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur exclusif est, également, applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L. 331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion a_1 est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le tableau 1 ci-dessous :

Tableau 1

a_1 (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	698,16	67,44
BT > 36 kVA	336,84	54,00
BT ≤ 36 kVA	33,60	8,64

4. Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage (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), 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.

Elle est établie, en fonction des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage et des services demandés par l'utilisateur, selon les tarifs ci-après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes annuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage et pour chaque contrat d'accès selon les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

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, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.1

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 179,84
				Index	501,36
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 179,84
				Index	389,04
	P > 36 kVA	Mensuelle	Disjoncteur		309,84
				22,08	
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	18,36
P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	18,36	
P ≤ 36 kVA	Bimestrielle	Compteur évolué	Index	18,36	

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, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.2

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	552,60
				Index	151,56
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	552,60
				Index	138,84
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur		Index
				P ≤ 18 kVA	Semestrielle

5. Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau 3 ci-dessous :

Tableau 3

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des trois tarifs suivants :

- tarif optionnel sans différenciation temporelle ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes.

6.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$ pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi ce tarif.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite}} + b \cdot \tau^c \cdot P_{\text{Souscrite}} + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

Le taux d'utilisation τ est calculé à partir de l'énergie active soutirée pendant la période de 12 mois $E_{\text{soutirée}}$ en kWh, de la puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$ en kW et de la durée de l'année considérée D en heures selon la formule suivante :

$$\tau = \frac{E_{\text{soutirée}}}{D \cdot P_{\text{Souscrite}}}$$

Les coefficients a_2 , b et c employés sont ceux du tableau 4 ci-dessous :

Tableau 4

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTA	21,84	83,99	0,800

6.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi un tel tarif et pour chacune des n classes temporelles qu'il comporte, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la classe temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh.

$P_{\text{Souscrite pondérée}}$ désigne la puissance souscrite pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$P_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

6.2.1. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes

Pour le tarif HTA à 5 classes temporelles ($n = 5$), les coefficients a_2 , d_i et k_i employés sont ceux des tableaux 5.1 et 5.2 ci-dessous :

Tableau 5.1

a_2 (€/kW/an)	12,84
-----------------	-------

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)	$d_1 = 7,19$	$d_2 = 3,01$	$d_3 = 1,61$	$d_4 = 0,97$	$d_5 = 0,74$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 88\%$	$k_3 = 62\%$	$k_4 = 52\%$	$k_5 = 42\%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures de soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses à fixer dans la plage de 21 heures 30 à 7 heures 30.

6.2.2. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes

Pour le tarif HTA à 8 classes temporelles ($n = 8$), les coefficients a_2 , d_i et k_i employés sont ceux des tableaux 6.1 et 6.2 ci-dessous :

Tableau 6.1

a_2 (€/kW/an)	12,84
-----------------	-------

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)	$d_1 = 7,40$	$d_2 = 3,53$	$d_3 = 2,47$	$d_4 = 1,93$	$d_5 = 1,56$	$d_6 = 1,02$	$d_7 = 0,79$	$d_8 = 0,67$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 89\%$	$k_3 = 75\%$	$k_4 = 66\%$	$k_5 = 56\%$	$k_6 = 36\%$	$k_7 = 24\%$	$k_8 = 17\%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de décembre, janvier et février. L'été inclut les mois d'avril, mai, juin, septembre et octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, 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 samedis, dimanches et jours fériés sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses à fixer dans la plage de 23 heures 30 à 7 heures 30.

6.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

6.3.1. Tarif HTA avec compteurs mesurant les dépassements par période d'intégration de 10 minutes

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,08 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 6.1 et 6.2, selon l'option choisie.

6.3.2. Tarifs HTA avec compteur avec indicateur de puissance maximale

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir de ΔP_{\max} , différence entre la puissance maximale atteinte au cours du mois et la puissance souscrite, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,7 \cdot a_2 \cdot \Delta P_{\max}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir des $\Delta P_{(\max)i}$, différences, pour chaque classe temporelle, entre la puissance maximale atteinte au cours du mois pendant la classe temporelle considérée et la puissance souscrite pendant la classe temporelle considérée, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 1,6 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \Delta P_{(\max)i}$$

Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 6.1 et 6.2, selon l'option choisie.

7. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT

7.1. Composantes annuelles des soutirages et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants : moyenne utilisation et longue utilisation.

Pour chacune des classes temporelles définies à la section 7.1.1 et à la section 7.1.2, et pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs

choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente S_i où i désigne la classe temporelle.

Lorsque le contrôle des dépassements est effectué sur la puissance souscrite active, celle-ci est égale à la puissance souscrite apparente multipliée par 0,93.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $S_{i+1} \geq S_i$. En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot S_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh.

$S_{\text{Souscrite pondérée}}$ désigne la puissance souscrite apparente pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$S_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot S_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (S_i - S_{i-1})$$

7.1.1. Tarif BT > 36 kVA longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 5 classes temporelles ($n = 5$), deux puissances souscrites apparentes au plus peuvent être appliquées à un même utilisateur. Les coefficients a_2 , k_i et d_i employés sont ceux des tableaux 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

a_2 (€/kVA/an)	22,80
------------------------------------	-------

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)	$d_1 = 3,74$	$d_2 = 3,74$	$d_3 = 2,58$	$d_4 = 1,30$	$d_5 = 1,09$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 71\%$	$k_3 = 61\%$	$k_4 = 50\%$	$k_5 = 50\%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Les heures de pointe sont fixées de décembre à février inclus, 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. 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 heures 30 à 7 heures 30.

7.1.2. Tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation à 4 classes temporelles ($n = 4$), les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $S_1 = S_2 = S_3 = S_4$. Les coefficients a_2 et d_i employés sont ceux des tableaux 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

a_2 (€/kVA/an)	13,20
------------------------------------	-------

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)	$d_1 = 4,63$	$d_2 = 3,15$	$d_3 = 1,29$	$d_4 = 1,09$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. 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 heures 30 à 7 heures 30.

7.1.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tarif BT > 36 kVA avec compteur
à dépassement de puissance active

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif longue utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite active par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux de la section 7.1.1.

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif moyenne utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = 0,15 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance, ΔP , par rapport à la puissance souscrite au moment du dépassement sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le coefficient a_2 employé est celui de la section 7.1.2.

Tarif BT > 36 kVA avec compteur
à dépassement de puissance apparente

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA dont un point de connexion est équipé de compteurs mesurant les dépassements, ΔS , entre la puissance apparente observée toutes les minutes en moyenne quadratique glissante et la puissance souscrite, les composantes mensuelles de dépassement de puissance apparente souscrite relative à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des classes temporelles du mois considéré sur la base de la durée de dépassement h (en heures) et selon la formule ci-après :

$$\text{CMDPS} = 11,11.h$$

7.2. Composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des quatre tarifs suivants :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;
- moyenne utilisation avec différenciation temporelle ;
- longue utilisation.

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite, $P_{\text{Souscrite}}$, par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$\text{CS} = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh et $P_{\text{Souscrite}}$ désigne la puissance souscrite égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

7.2.1. Tarif BT \leq 36 kVA courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 9 ci-dessous :

Tableau 9

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	3,48	3,43
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	6,24	3,25
18 kVA < P	12,36	2,89

7.2.2. Tarif BT \leq 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 10 ci-dessous :

Tableau 10

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	4,80	3,24
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	9,00	2,95
18 kVA < P	19,80	2,32

7.2.3. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Pour le tarif moyenne utilisation avec différenciation temporelle, $n = 2$ et les coefficients a_2 , d_1 et d_2 employés sont ceux du tableau 11 ci-dessous :

Tableau 11

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 Heures pleines (c€/kWh)	d_2 Heures creuses (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	4,80	3,62	2,25
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	9,00	3,25	2,02
18 kVA < P	19,80	2,51	1,57

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

7.2.4. Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation, 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 soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 12 ci-dessous :

Tableau 12

	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
Longue utilisation	56,28	1,10

8. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

8.1. Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème suivant :

Tableau 13

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 050	Liaisons aériennes : 832 Liaisons souterraines : 1 248

8.2. Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 13 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 13 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 14 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 14

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	5,95
BT	6,20

Lorsque l'alimentation de secours est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 13 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 15 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Tableau 15

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)
HTB 2	HTA	7,72	1,66
HTB 1	HTA	2,69	1,66
HTA	BT	-	-

9. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté à un réseau public en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTA et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite aux sections 5 et 6, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle des soutirages (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS), la composante annuelle de dépassement ponctuels programmés (CDPP) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de

connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante, en fonction de $P_{\text{Souscrite regroupée}}$, la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés et de l , la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = l.k.P_{\text{Souscrite regroupée}}$$

Le coefficient k est défini par le tableau 16 suivant :

Tableau 16

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,47 Liaisons souterraines : 0,67

10. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

10.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle des soutirages (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui du point de connexion. Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$.

$$CT = k.P_{\text{Souscrite}}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau 17 ci-dessous :

Tableau 17

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	7,72

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 9. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

10.2. Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficie de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1 , la longueur de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_2 , la plus petite longueur de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui relie son point de connexion à un transformateur de tension de ce gestionnaire ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension $N+1$ et N définie à la section 10.1.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

10.3. Ecrêtement grand froid

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution peuvent bénéficier de la part du gestionnaire de réseau public amont auquel ils sont connectés d'un écrêtement de leurs dépassements de puissance en cas de froid très rigoureux. Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

11. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur dont un point de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, est équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTA, peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie à la section 6.3.

$$CDPP = k \cdot \sum \Delta P$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur k applicable est défini dans le tableau 18 ci-dessous :

Tableau 18

Domaine de tension	k (c€/kW)
HTA	0,363

Les utilisateurs produisent à l'appui de leur demande d'application du barème spécifique pour le calcul de la composante de dépassements de puissance souscrite, tout élément permettant de justifier de la réalité des travaux à réaliser sur leurs installations électriques. Lorsque cette demande émane d'un gestionnaire de réseau public de distribution et que celle-ci est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau, le gestionnaire de réseau public de distribution transmet les éléments précités au gestionnaire du réseau public amont, et fournit la demande de puissance maximale de l'utilisateur qui sera à retrancher des dépassements du gestionnaire de réseau public de distribution et à facturer selon les modalités applicables aux dépassements ponctuels programmés.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation d'au plus 14 jours non fractionnables. Pour le décompte du nombre d'applications de cette disposition par point de connexion, les applications réalisées à la demande des gestionnaires de réseaux publics de distribution ne sont pas prises en compte quand elles sont la conséquence d'une demande d'un utilisateur connecté à leur réseau. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.

Le gestionnaire de réseau public, ou le cas échéant le gestionnaire du réseau public amont, peut refuser à un utilisateur ou suspendre l'application de cette disposition, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Ce refus ou cette suspension est motivé et notifié parallèlement à la Commission de régulation de l'énergie.

12. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptages permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités transparentes et non discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions des sections 12.1 et 12.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

12.1. Flux de soutirage

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le tableau 19 ci-dessous, du 1^{er} novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures du lundi au samedi ;
- par exception, pour les points de connexion où l'utilisateur a opté pour un tarif avec différenciation temporelle, jusqu'à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le tableau 19 ci-dessous, pendant les heures de pointe et les heures pleines d'hiver ainsi que les heures pleines de novembre et mars des options à 8 classes temporelles ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau 19 ci-dessous :

Tableau 19

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTA	0,4	1,77
BT > 36 kVA	0,4	1,86

12.2. Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage, d'une part, à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT et, d'autre part, à fournir ou à absorber dans le domaine de tension HTA une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Dans le domaine de tension BT, pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA, l'énergie réactive absorbée est facturée selon le tableau 20 ci-dessous.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée selon le tableau 20 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 20 ci-dessous l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par plage horaire.

Tableau 20

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,77
BT > 36 kVA	1,86

Lorsque l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article L. 321-12 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau 21 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Tableau 21

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,77

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

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de transport ou, en son absence parmi les contractants, du gestionnaire injecteur.

L'énergie réactive fournie au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée par point de connexion selon le tableau 22 ci-dessous.

Les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics. Le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur à 0,4 et tient compte, par défaut, des valeurs historiques du rapport $tg \varphi$ constatées.

Tableau 22

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,77

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 2013

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE