MECANISME DE CAPACITE

-

Arrêté du XX XXXX 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie et dispositions complémentaires YYYY

TABLE DES MATIERES

Table des Matières **2**

1 Définitions **7**

2 Objet du texte **22**

2.1 Cadre législatif et réglementaire 22

2.2 Clause de revoyure 23

2.3 Présentation du Texte 23

2.3.1 Périmètre du Texte *23*

2.3.2 Description générale du dispositif *24*

3 Dispositions générales **28**

3.1 Applicabilité des Règles 28

3.1.1 Entrée en vigueur *28*

3.1.2 Règle de prévalance *28*

3.1.3 Les Acteurs Obligés *28*

3.1.4 Les Exploitants *30*

3.1.5 Le Responsable de Périmètre de Certification *30*

3.2 Modalités de révision du Texte 30

3.2.1 Modalités de révision des Règles *30*

3.2.2 Modalité de révision des Dispositions Complémentaires *31*

3.2.3 Révision des contrats *32*

3.3 Notifications 32

3.4 Confidentialité 33

3.4.1 Nature des informations confidentielles *33*

3.4.2 Contenu de l'obligation de confidentialité *33*

3.5 Principes généraux de responsabilité 34

3.5.1 Principes généraux s'appliquant aux Parties *34*

3.5.2 Principes généraux relatifs au Volet « Obligation » *34*

3.5.3 Principes généraux relatifs au Volet « Certification » *34*

3.5.4 Principes généraux s'appliquant au volet « Règlements financiers » *35*

3.6 Force majeure 35

3.7 Droits et langues applicables 35

3.8 Règlement des différends 36

4 Dispositions transitoires relatives aux années de livraison 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022 ..... **37**

4.1 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2017 37

4.1.1 Volet Obligation *37*

4.1.2 Volet Certification *38*

4.1.3 Volet Echanges et Registres *41*

4.2 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2018 42

4.2.1 Volet Certification *42*

4.2.2 Volet Echanges et Registres *44*

4.3 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2019 44

4.3.1 Volet Obligation *44*

4.3.2 Volet Certification *44*

4.3.3 Volet Echanges et Registres *46*

4.4 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2020 46

4.4.1 Volet Certification *46*

4.4.2 Volet Echanges et Registres *48*

4.5 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2021 48

4.5.1 Volet Certification *48*

4.5.2 Volet Echanges et Registres *49*

4.6 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2022 49

4.6.1 Volet Certification *49*

5 Eléments calendaires **51**

5.1 Dates commune du dispositif 51

5.1.1 Début d'Année de Livraison *51*

5.1.2 Fin d'Année de Livraison *51*

5.1.3 Période de Livraison 51
5.2 Dates du volet « Obligation » 51
5.2.1 Date limite de déclaration de l'Obligation pré-estimée par l'Acteur Obligé 51
5.2.2 Date limite de Notification de l'Obligation estimée par les Gestionnaires de Réseau 51
5.2.3 Date limite de Notification de l'Obligation 51
5.2.4 Date limite de Cession 51
5.3 Dates du volet « Certification » 51
5.3.1 Date de début de demande de Certification 51
5.3.2 Date limite de Demande de Certification 51
5.3.3 Date limite de demande de rééquilibrage 52
5.4 Dates du volet « Règlements financiers » 52
5.4.1 Date limite de Notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés 52
5.4.2 Date limite des règlements financiers relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés 52
5.4.3 Date limite de recouvrement des Acteurs Obligés 52
5.4.4 Date limite de Notification de l'Ecart du Responsable de Périmètre de Certification 52
5.4.5 Date limite des règlements financiers versés par les RPC 52
5.4.6 Date limite de recouvrement d'un RPC 52
6 Volet obligation 53
6.1 Paramètres communs aux Acteurs Obligés pour le calcul de l'Obligation 53
6.1.1 Période de Pointe PP1 53
6.1.2 La Température Extrême 53
6.1.3 Puissance Moyenne Seuil 55
6.1.4 Coefficient de sécurité 56
6.2 Périmètre d'un Acteur Obligé 57
6.2.1 Type d'Acteur Obligé 57
6.2.2 Type de Périmètre d'Acteur Obligé 58
6.2.3 Appartenance d'un Site de Soutirage ou d'un Acheteur de Pertes à un Périmètre d'Acteur Obligé et responsabilité sur la couverture de l'Obligation de Capacité liée au Site de Soutirage ou à l'Acheteur de Pertes 59
6.2.4 Rattachement à un Périmètre d'Acteur Obligé, changement de Périmètre d'Acteur Obligé et retrait d'un Périmètre d'Acteur Obligé pour un Site de Soutirage 60
6.2.5 Rattachement à un Périmètre d'Acteur Obligé, changement de Périmètre d'Acteur Obligé et retrait d'un Périmètre d'Acteur Obligé pour un Acheteur de Pertes 62
6.2.6 Catégorie de Site de Soutirage 63
6.2.7 Cas des Sites de Soutirage et des Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé 64
6.2.8 Notification d'informations sur les Périmètres d'Acteur Obligé 64
6.3 Pré-estimation de son Obligation par un Acteur Obligé 65
6.4 Méthode de calcul de l'Obligation d'un Acteur Obligé 65
6.4.1 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé 65
6.4.2 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Télérelevés 66
6.4.3 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Profilés 71
6.4.4 Puissance de Référence pour la fourniture des pertes 74
6.4.5 Dispositions simplifiées pour le calcul de l'Obligation 79
6.4.6 Retraitement du montant l'Obligation 80
6.4.7 Méthode de calcul de l'Obligation estimée d'un Acteur Obligé par les GR et Notification de l'Obligation estimée aux Acteurs Obligés par RTE 80
6.5 Notification de l'Obligation 80
6.5.1 Transmission des Puissances de Références par Acteur Obligé, par les GRD à RTE 80
6.5.2 Calcul de l'Obligation par RTE 81
6.5.3 Notification de l'Obligation par RTE à l'Acteur Obligé 81
6.5.4 Contestation de l'obligation 81
6.6 Offre publique de vente 82
6.6.1 Responsabilités 82
6.6.2 Dates 82
6.6.3 Excédent Global de Garanties 82
6.6.4 Forme 82
6.7 Communications des Fournisseurs Acteurs Intégrés à la CRE 82

7 Volet Certification 84
7.1 Notions de la Certification 84
7.1.1 Période de Pointe PP2 84
7.1.2 Abaque de Kj_{AL} 85
7.1.3 Abaque de Kh_{AL} 86
7.1.4 Paramètre C_{AL} 87
7.1.5 Paramètre $C_{Filière,AL}$ 88
7.1.6 Capacités 88
7.1.7 Entité de Certification 91
7.2 Régimes de certification 95
7.2.1 Régime générique de certification 95
7.2.2 Régime dérogatoire de certification 95
7.3 Méthodes de calcul du Niveau de Capacité Certifié 96
7.3.1 Méthode de calcul sur le réalisé du Niveau de Capacité Certifié 96
7.3.2 Méthode de calcul normative du Niveau de Capacité Certifié 106
7.4 Demande de certification 111
7.4.1 Obligation de certification des Capacités 111
7.4.2 Date Limite de Demande de Certification 111
7.4.3 Contenu de la Demande de Certification 112
7.4.4 Destinataire de la Demande de Certification 114
7.4.5 Conformité de la Demande de Certification 115
7.4.6 Invitation des Capacités Existantes à effectuer une Demande de Certification 119
7.4.7 Dispositions particulières s'appliquant aux Capacités bénéficiant d'un Contrat d'Obligation d'Achat 120
7.5 Certification 125
7.5.1 Certification d'une EDC raccordée au RPD 125
7.5.2 Certification d'une EDC raccordée au RPT 126
7.5.3 Certification d'une EDC multi-GR 127
7.6 Evolution d'une EDC pour une Année de Livraison 128
7.6.1 Le processus de déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification d'une EDC 128
7.6.2 Changement des caractéristiques d'un Contrat de Certification d'une EDC sans rééquilibrage de l'EDC 129
7.6.3 Rééquilibrage d'une EDC pour une Année de Livraison 129
7.6.4 Evolution du Tunnel de Certification en cas d'évolution d'une EDC pour une Année de Livraison 134
7.7 Fermeture d'une Capacité 141
7.7.1 Fermeture définitive d'une Capacité 141
7.7.2 Fermeture temporaire d'une Capacité 143
7.8 Collecte des paramètres de certification 144
7.8.1 Principes de la collecte des paramètres de certification 144
7.8.2 Collecte de la Puissance Activable 145
7.8.3 Collecte des $Emaxj_{AL,observée,EDC}$ 147
7.8.4 Collecte des $Emaxh_{AL,observé,EDC}$ 147
7.8.5 Transmission des données collectées aux GRD concernés 147
7.9 Contrôle des paramètres de certification 147
7.9.1 Principes du contrôle des paramètres de certification 147
7.9.2 Contrôle par le réalisé 148
7.9.3 Contrôle par audit 150
7.9.4 Contrôle par tests d'activation 152
7.9.5 Coefficients d'ajustement 156
7.9.6 Transmission à RTE du résultat du contrôle des Capacités effectué par les GRD 157
7.9.7 Transmissions d'informations à la CRE 157
7.9.8 Contrôle spécifique pour les EDC certifiées par la méthode normative 157
7.10 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC pour une Année de Livraison AL 158
7.10.1 Principe du calcul du Niveau de Capacité Effectif 158
7.10.2 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la méthode de calcul normative 158
7.10.3 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la méthode de calcul par le réalisé 158
7.10.4 Partage du NCE dans le cas d'un Site dont la date de prise d'effet du Contrat

d'Obligation d'Achat ou la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat est en cours d'Année de Livraison (double certification) *164*
7.10.5 Contestation du Niveau de Capacité Effectif *165*
7.11 Périmètre d'un Responsable de Périmètre de Certification 166
7.11.1 Responsable de Périmètre de Certification *166*
7.11.2 Périmètre du RPC *166*
7.12 Offres de Certificats de Capacité sur une Plateforme d'Echange 167
7.12.1 Enchère *167*
7.12.2 Rythme des Enchères *167*
7.12.3 Obligations de mise en vente de Garanties de Capacité sur une Plateforme d'Echange *168*
7.13 Modalités de recouvrement des frais relatifs au Titulaire de l'EDC [CRE] 169
7.13.1 Facturation [CRE] *170*
7.13.2 Modalités de facturation [CRE] *170*
8 Volet Règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC 171
8.1 Paramètres utilisés pour le calcul des règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC 171
8.1.1 Seuils *172*
8.1.2 Coefficient k *172*
8.1.3 Révision de la valeur des paramètres pour le calcul des règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC *173*
8.2 Ecarts 173
8.2.1 Ecart des Acteurs *173*
8.2.2 Ecart Global *174*
8.3 Prix utilisés pour le calcul des règlements financiers 174
8.3.1 Prix de Référence Marché *174*
8.3.2 Prix administré *174*
8.3.3 Prix Unitaire *174*
8.4 Règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés 176
8.4.1 Méthode de calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés *176*
8.4.2 Processus du règlement financier *176*
8.4.3 Modalités de redistribution du solde du fonds *178*
8.4.4 Ecart final *178*
8.5 Règlement financier du RPC 178
8.5.1 Méthode de calcul du règlement financier relatif à l'Ecart du RPC *178*
8.5.2 Processus du règlement financier du RPC *181*
8.5.3 Modalités de redistribution du solde du fonds *183*
9 Volet Echanges et Registres 184
9.1 Modalités de gestion du registre des Garanties de Capacités [CRE] 184
9.1.1 Comptes [CRE] *184*
9.1.2 Nature des Garanties de Capacité [CRE] *184*
9.1.3 Titulaire de compte [CRE] *184*
9.1.4 La gestion des comptes [CRE] *185*
9.1.5 Interface avec une Plateforme d'Echange [CRE] *188*
9.1.6 Echanges [CRE] *188*
9.1.7 Exigences techniques applicables au système de registres [CRE] *190*
9.1.8 Archives, rapports, confidentialité et redevances [CRE] *191*
9.2 Modalités de gestion du registre des Capacités certifiées [CRE] 192
9.3 Modalités de gestion du registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe [CRE] 192
10 Volet Transparence 194
10.1 Publications de Prévisions pour une Année de Livraison [CRE] 194
10.1.1 Niveau de global de Garanties de Capacité [CRE] *194*
10.1.2 Paramètres de la certification et de l'obligation [CRE] *194*
10.1.3 Données liées au registre de Capacités certifiées [CRE] *194*
10.1.4 Données liées au registre des mesures visant à maîtriser la consommation [CRE] *195*
10.2 Publications de Réalisations d'une Année de Livraison 195
10.2.1 Signal PP1 ..... *195*

10.2.2 Signal PP2 195
10.3 Publication sur les Années de Livraison échues 195
10.4 Publication via la CRE 196
10.4.1 Prix de Référence d'une Année de Livraison 196
10.4.2 Prix Administré d'une Année de Livraison 196
10.5 Rapport sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme 196
10.5.1 Réalisation d'études portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme 196
10.5.2 Publication portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme 196
10.6 Publications relatives à l'Obligation de Capacité 196
Annexe 1. Méthode de calcul du Gradient d'un Acteur Obligé 197
1.1 Principe 197
1.2 Méthode de calcul d'un Gradient associé à une Courbe de Charge donnée 197
1.2.1 Température Seuil 197
1.2.2 Chronique de Variation de Puissance ou ΔP d'une Chronique de Puissance Chro_Pui_AL 197
1.2.3 Chronique de Variation de Température ou ΔT d'une Chronique de Température Chro_T_AL 197
1.2.4 Référentiel de Points retenus pour le calcul du Gradient 198
1.2.5 Régression Linéaire 198
Annexe 2. Méthode de lissage de la température 199
2.1 Principe 199
2.2 Méthode de lissage de la Température 199
2.2.1 Température France Lissée 199
2.2.2 Température France Lissée seuillée 199
Annexe 3. Accord de rattachement d'un Consommateur à un Acteur Obligé 200
Annexe 4. Déclaration de retrait d'un Consommateur du Périmetre d'un Acteur Obligé 202
Annexe 5. Accord de rattachement d'un Acheteur de Pertes à un Périmètre d'Acteur Obligé 203
Annexe 6. Déclaration de retrait d'un Acheteur de Pertes du Périmètre d'un Acteur Obligé 204
Annexe 7. Déclaration de transfert d'obligation d'une ELD vers une autre ELD 205
Annexe 8. Déclaration de rattachement de Blocs vers un Site de Soutirage entre un fournisseur et un consommateur 206
Annexe 9. Accord de rattachement d'une Entité De Certification à un Périmètre de Certification 207

1 DEFINITIONS

Acheteurs de Pertes (AP)	Gestionnaires de Réseaux Publics de Transport et de Distribution d'électricité situés sur le territoire métropolitain continental pour l'électricité achetée au titre de la compensation des pertes, par application de l'article 1 du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.
Acheteur de Pertes Obligé	Acheteur de Pertes soumis à l'Obligation de Capacité.
Acheteur Obligé	Personne achetant de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération, en application des articles L. 121-27, L. 311-12 ou L. 314-1 du Code de l'énergie.
Acteur Intégré	Personne morale ayant la qualité à la fois d'Acteur Obligé et d'Exploitant de Capacité de Production ou d'Effacement.
Acteur Obligé	Partie soumise à l'Obligation de Capacité au sens des présentes Règles. Les Acteurs Obligés sont de trois types : les Fournisseurs, les Acheteurs de Pertes et les Consommateurs Obligés.
Année	Période de 12 Mois débutant au 1er Janvier d'une année, et finissant au 31 décembre d'une année.
Année de Livraison (ou AL)	Période de 12 Mois débutant au 1er Janvier d'une année AL, et finissant au 31 Décembre d'une année AL.
Arrêté du 22 janvier 2015	Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret du Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.
Arrêté Modificatif	Le présent Arrêté.
Capacité	Capacité de Production ou Capacité d'Effacement.
Capacité Certifiée	Capacité faisant l'objet d'un Contrat de Certification. Notion rattachée à une Année de Livraison donnée.
Capacité d'Effacement	Capacité d'Effacement en Service ou en Projet.

Capacité d'Effacement en Service	EDC constituée d'un ou plusieurs Sites de Soutirage. Les Sites de Soutirages constituant l'EDC sont tous identifiés dans le Contrat de Certification.
Capacité d'Effacement en Projet	EDC dont les Sites de Soutirages ne sont pas tous identifiés dans le Contrat de Certification.
Capacité de Production	Capacité de Production en Service ou en Projet.
Capacité de Production en Service	Pour une Année de Livraison donnée, Site de Production faisant l'objet d'un Contrat d'Accès au Réseau ou d'un Contrat de Service de Décompte, en vigueur pendant l'Année de Livraison concernée.
Capacité de Production en Projet	Installation de Production dont la proposition de raccordement est confirmée par le versement de l'acompte obligatoire de la PTF.
Capacité de Production Fatale	Capacité de Production dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production.
Capacité de Production non Fatale	Capacité de Production qui n'est pas une Capacité de Production Fatale.
Cession de Garantie de Capacité	Opération entre deux personnes morales respectivement titulaires d'un compte au registre des Garanties de Capacité se traduisant par le mouvement d'un certain montant de Garanties du compte du titulaire au compte de l'acquéreur à une date donnée. La Cession de Garantie est de deux types : Transfert de Garantie ou Transaction de Garantie (voir définitions).
Cession Interne de Garantie de Capacité	Cession de Garanties de Capacité d'un Acteur Intégré visant à couvrir ses besoins propres en Capacité.
Commission de régulation de l'énergie (ou CRE)	Autorité de régulation dont la composition et les attributions sont fixées aux articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie.
Consommateur ou Consommateur Final ou Client	Consommateur au sens de l'article L. 331-2 du Code de l'énergie.
Consommateur Obligé	Consommateur soumis à l'Obligation de Capacité.
Consommation Constatée Profilée d'un Acteur Obligé	Chronique de valeurs de puissance à un Pas Demi Horaire, utilisée dans le calcul la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé conformément à l'article 6.4.3.2.2.

Consommation Constatée Télérelevée d'un Acteur Obligé	Chronique de valeurs de puissance à un Pas Demi Horaire, utilisée dans le calcul la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé conformément à l'article 6.4.2.2.2.
Consommation Corrigée Télérelevée d'un Acteur Obligé	Chronique de valeurs de puissance à un Pas Demi Horaire, utilisée dans le calcul la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé conformément à l'article 6.4.2.2.
Consommation Corrigée Profilée d'un Acteur Obligé	Chronique de valeurs de puissance à un Pas Demi Horaire, utilisée dans le calcul la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé conformément à l'article 6.4.3.2.
Contrat d'Accès au Réseau	CARD, CART ou Contrat Unique.
Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou CARD	Contrat ou protocole au sens de l'article L. 111-92 du Code de l'énergie, conclu entre un Utilisateur et un GRD, pour un Site d'Injection ou un Site de Soutirage, et donnant droit au titulaire d'accéder au réseau concerné.
Contrat d'Accès au Réseau de Transport ou CART	Contrat au sens de l'article L. 111-92 du Code de l'énergie, conclu entre un Utilisateur et RTE, pour un Site d'Injection ou un Site de Soutirage, et donnant droit au titulaire d'accéder au Réseau Public de Transport.
Contrat de Certification	Contrat conclu entre RTE et le Titulaire d'une Entité de Certification pour une Année de Livraison donnée.
Contrat d'Obligation d'Achat	Contrat conclu entre un Exploitant de Capacité de Production et un Acheteur Obligé en application de l'article L. 311-12 ou L. 314-1 du Code de l'énergie. Ce Contrat peut être cédé à un Organisme agréé.
Contrat de Service de Décompte	Contrat que peut conclure RTE ou un GRD avec un Producteur ou un Consommateur pour un Site raccordé à un réseau privé (Site en décompte). Ce contrat prévoit la désignation du Responsable d'Equilibre auquel est rattaché le Site en décompte et la description des modalités de comptage et de décompte de l'énergie livrée à ce Site en décompte. Le service de décompte peut également être inclus dans le Contrat de Prestations Annexes.
Contrat Unique	Contrat par lequel un Fournisseur est l'interlocuteur unique du client final, tant pour la fourniture que pour l'acheminement de l'électricité. Ce contrat a pour objet tant la fourniture d'électricité que l'acheminement.
Courbe de Mesure	Ensemble de valeurs horodatées de puissance moyenne issue d'une Installation de Comptage. Chaque valeur est identifiée à partir de l'année, du Jour et de l'Heure du début du Pas de Mesure.

Début d'Année de Livraison et Début de Période de Livraison	1er janvier de l'Année de Livraison AL.
Décision d'Approbation	Décision de la Commission européenne d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides, datée du 8 novembre 2016 d'Etat (EC, 2016, C(2016) 7086).
Décret	Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, tel que codifié aux articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie.
Demande de Certification	Demande préalable à la certification, effectuée auprès d'un Gestionnaire de Réseau.
Dispositions Complémentaires	Dispositions du présent Texte, identifiées par la mention [CRE], et qui sont soumises à l'approbation de la CRE, aux termes du Décret.
Ecart Acteur Obligé	Montant de MW associé à un Acteur Obligé, dû au titre du Rééquilibrage en Capacité de l'Acteur Obligé. Il est calculé par RTE conformément aux modalités de l'article 8.
Ecart RPC	Montant de MW associé à un RPC, dû au titre de l'écart RPC. Il est calculé par RTE conformément aux modalités de l'article 8.
Ecart Global	Montant calculé par RTE caractérisant une Année de Livraison.
ELD	Sociétés dans lesquelles l'Etat ou les collectivités locales détiennent la majorité du capital, les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires de gaz ou d'électricité, ainsi que les régies constituées par les collectivités locales, existant au 9 avril 1946 et dont l'autonomie a été maintenue après cette date.
En Service	Caractérise une Capacité de Production ou d'Effacement. Voir définition : Capacité de Production en Service et Capacité d'Effacement en Service.
En Projet	Caractérise une Capacité de Production ou d'Effacement. Voir définition : Capacité de Production en Projet et Capacité d'Effacement en Projet.

Entité d'Ajustement (ou EDA)	Conformément aux Règles MA-RE en vigueur, unité élémentaire d'ajustement : • apte à répondre à une demande de RTE visant à injecter ou à soutirer sur le Réseau une quantité d'électricité donnée pendant une période donnée ; et • en mesure de modifier l'Equilibre P=C du RPT au périmètre France, directement ou à travers des ouvrages qui sont connectés au RPT ; et • rattachée à un unique Périmètre d'Ajustement ; et • composée d'un ou plusieurs Groupes de Production et/ou d'un ou plusieurs Sites ou d'un Point d'Echange; et • respectant un des cinq types d'EDA : EDA Point d'Echange, ou EDA Injection RPT, ou EDA Injection RPD, ou EDA Soutirage Télérelevée, ou EDA Soutirage Profilée.
Entité de Certification (ou EDC)	Entité de type Effacement ou Production. Une Entité de Certification est une Entité référencée par un Contrat de Certification d'une ou plusieurs Capacités d'Effacement ou d'une ou plusieurs Capacités de Production.
EDC Multi-GR	EDC dont les Sites sont raccordés à des GR distincts.
EDC Mono-GR	EDC dont les Sites sont raccordés à un unique GR.
Entité d'Effacement (EDE)	Entité élémentaire définissant le périmètre des Sites de Soutirage sur lesquels la réalisation d'effacements de consommation peut donner lieu à l'émission d'un Programme d'Effacement. L'Entité d'Effacement est composée de Sites de Soutirage. Une Entité d'Effacement est composée soit uniquement d'offres d'effacements exploitées par un Opérateur d'Effacement en application de l'article L. 271-1 du Code de l'énergie, soit uniquement d'offres d'effacements exploitées par un Fournisseur au titre d'offres d'effacements indissociables de la fourniture.
Evenement de Force Majeure	A le sens donné à l'article 3.6 du présent Texte.
Excédent Global de Garanties de l'Acteur Obligé	Différence entre la somme des Garanties de Capacité détenues sur le compte de l'Acteur obligé au registre des Garanties de Capacité et l'Obligation de l'Acteur obligé.

Exercice ou Période d'Echange	Relatif à une Année de Livraison, période qui débute en date du Début de Période de Livraison de l'Année AL-4 et qui termine en Date Limite de Cession de l'Année de Livraison AL, telle que définie à l'article 5.2.4 des Règles.
Exploitant	Exploitant d'une Capacité de Production ou Exploitant d'une Capacité d'Effacement.
Exploitant d'une Capacité d'Effacement	- Titulaire du Contrat d'Accès au Réseau, du Contrat de Service de Décompte du Contrat Unique, ou du contrat au tarif de vente réglementé associé au Site de Soutirage ; - Personne morale disposant d'un mandat du titulaire Contrat d'Accès au Réseau, du Contrat de Service de Décompte, du Contrat Unique, ou du contrat au tarif de vente réglementé du Site de Soutirage, pour chaque Site de Soutirage constituant la Capacité d'Effacement.
Exploitant d'une Capacité de Production	Titulaire du Contrat d'Accès au Réseau ou un Contrat de Service de Décompte dont la Capacité de Production fait l'objet, ou son mandataire.
Fin d'Année de Livraison et Fin de Période de Livraison	31 Décembre de l'Année de Livraison AL.
Fournisseur	Personne morale titulaire d'une autorisation d'achat d'électricité pour revente aux Consommateurs finals ou aux Acheteurs de Pertes, délivrée par l'autorité administrative aux termes de l'article L. 333-1 du Code de l'énergie. Les Fournisseurs sont identifiés par RTE lors de l'ouverture d'un Périmètre d'Acteur Obligé de type Fournisseur.
Fourniture Déclarée ou PEB RE-Site (Programme d'Echange de Blocs RE-Site)	Ensemble de quarante-huit (48) valeurs de puissance déclarées par Pas Demi Horaire pour une journée de livraison J faisant l'objet d'un échange d'un périmètre d'équilibre vers un Site de Soutirage. Il s'agit d'une quantité d'Energie déclarée par le RE dans le cadre des Notifications d'Echange de Bloc et affectée à un Fournisseur. Les Fournitures Déclarées affectées à un Fournisseur sont utilisées dans le cadre du calcul de la Consommation Constatée du Fournisseur et dans le cadre du calcul de la Consommation Constatée du Fournisseur retraitée pour le calcul du Gradient.
Garantie de Capacité ou Certificat de Capacité	Bien meuble incorporel, fongible, échangeable et cessible, correspondant à une puissance unitaire normative d'une valeur de 0,1 MW, émis par le Gestionnaire du Réseau public de transport d'électricité et délivré à un Exploitant de Capacité à la suite de la certification de la Capacité, et valable pour une Année de Livraison donnée.

Gestionnaire de Réseau ou GR	RTE ou GRD au sens du Code de l'énergie.
Gestionnaire de réseau public de distribution ou GRD	Gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité, au sens de l'article L. 111-52 du Code de l'énergie.
Gradient	Chronique de valeurs Demi Horaires définie pour une Année de Livraison AL, caractéristique d'une chronique de puissance donnée pour l'Année de Livraison AL, et de la chronique de Température France Lissée Seuillée de l'Année de Livraison AL. Le Gradient caractérise la thermo sensibilité associée à la Consommation ayant servi à l'établissement de la chronique de puissance.
Groupe de Production	Association de machines tournantes ou de générateurs statiques permettant de transformer une énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice, solaire …) en énergie électrique.
Heure	Les Heures indiquées correspondent à l'Heure de Paris et à une durée de 60 minutes. [H; H+1] débute à la première minute de l'Heure H, et finit à la dernière minute de l'Heure H+1. [H; H+1[débute à la première minute de l'Heure H, et finit à la dernière minute de H.
Installations de Comptage	Installations composées de tout ou partie des éléments ci après : - transformateurs de courant ; - transformateurs de tension ; - compteurs ; - local d'installation des compteurs ; - services auxiliaires ; - accès aux réseaux de télécommunication permettant la téléreleve des Courbes de Mesures. La télérelève est effectuée par les GR. Les Installations de Comptage restituent soit des Courbes de Mesure et des Index, soit des Index uniquement.
Installation de Production	Equipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs Groupes de Production ainsi que des appareillages auxiliaires (postes d'évacuation, auxiliaires de production…). Ces équipements sont regroupés sur un même Site et exploités par le même titulaire qui bénéficie d'une convention de raccordement unique.

Jour ou Journée (ou J)	Jour calendaire d'une durée de 24 Heures définie comme suit : [00H00 ; 24H00[. Les Jours de changement d'Heure légale, tels que définis par arrêtés publiés au Journal Officiel de la République française, comptent soit 23 Heures soit 25 Heures.
Jour Ouvrable	L'un quelconque des Jours de la semaine, du lundi au samedi, à l'exception du dimanche, des Jours fériés et chômés définis à l'article L. 3133-1 du Code du travail.
Jour Ouvré	L'un quelconque des Jours de la semaine, du lundi au vendredi, à l'exception du samedi, du dimanche, des Jours fériés et chômés définis à l'article L. 3133-1 du Code du travail.
Mégawatt ou MW	Unité de mesure de la puissance électrique.
Mois	Mois civil, qui va du 1er au dernier Jour du mois.
NEBEF	Déclaration effectuée par un Opérateur d'Effacement à RTE, en application des dispositions prévues à l'article L 271-1 du Code de l'énergie, permettant d'identifier qu'une quantité d'énergie correspondant à un Bloc d'Effacement au sens des Règles NEBEF déclaré est soutirée d'un Périmètre d'Equilibre au sens des Règles MA-RE donné et est injectée dans un autre.
Notification d'Echange de Capacité ou NEC	Ensemble de quarante-huit (48) valeurs de consommation, pour un Jour de la Période de Livraison, transférée entre un Consommateur et un Acteur Obligé pour le calcul de la Puissance de Référence.
Opérateur désigné du marché de l'électricité ou NEMO	Opérateur des marchés journalier et infra journalier de l'électricité tel que défini dans le Règlement (CE) 2015/1222, et désigné comme tel par une délibération de la CRE.
Niveau de Capacité Certifié (ou NCC)	Montant de Garanties de Capacité tel que déterminé dans le Contrat de Certification de la Capacité. Il est calculé par RTE sur la base des méthodes de calcul du Niveau de Capacité Certifié des présentes Règles, et des paramètres déclarés par l'Exploitant de la Capacité à la Certification, ou lors du processus de Rééquilibrage.
Niveau de Capacité Effectif (ou NCE)	Le Niveau de Capacité Effectif est associé à une EDC. Il est calculé conformément aux modalités de l'article 7.10.1.
Notification ou Notifier	Echange écrit d'informations entre les Parties, selon les termes ayant la signification qui lui est donnée à l'article 3.3.

Offre Publique de Vente (ou OPV)	Proposition de vente publique, transparente et non discriminatoire d'un Acteur Obligé, permettant de réduire ou d'annuler son Excédent Global, conformément à l'article L. 321-16 du Code de l'énergie.
Obligation d'Achat	Dispositif législatif obligeant EDF et les Entreprises Locales de Distribution à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production, à des conditions imposées par application de l'article L. 311-12 ou L. 314-1 du Code de l'énergie.
Obligation de Capacité	Obligation faite par l'article L. 335-1 du Code de l'énergie à chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Les Consommateurs finals et les Gestionnaires de Réseaux pour leurs pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur ont également l'obligation de contribuer, en fonction des caractéristiques de cette consommation, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Pour l'application du présent chapitre, ils sont soumis aux dispositions applicables aux fournisseurs.
Organisme Agréé	Conformément à l'article L. 314-6-1 du Code de l'énergie, organisme agréé par l'autorité administrative qui, lorsqu'un producteur en fait la demande après la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat conclu en application de l'article L. 314-1 et de l'article L. 311-12 du Code de l'énergie, peut se voir céder ce Contrat.
Parties	Personnes Morales concernées par les Règles du Mécanisme de Capacité.
Pas Demi Horaire (ou Pas Demi Horaire h)	Période d'une demi-Heure, la première de chaque Jour débutant à 0H00m00s. Les Pas Demi Horaire h peuvent aller de 1 à 48 selon l'Heure de la Journée.
Pas Horaire (ou Pas Horaire h)	Période d'une Heure, la première de chaque Jour, débutant à 0H00m00s. Les Pas Horaire h peuvent aller de 1 à 24 selon l'Heure de la Journée.

Périmètre de Certification	Ensemble d'Entités de Certification rattaché à un unique Responsable de Périmètre de Certification. Le Périmètre de Certification est la référence du calcul de l'Ecart du RPC pendant la Période de Livraison pour le calcul du règlement financier qui lui incombe.
Périmètre d'un Acteur Obligé	Ensemble de Sites de Soutirage et/ou d'Acheteurs de Pertes, pouvant évoluer durant la Période de Livraison, et associé à un Acteur Obligé.
Période de Livraison	Période constituée des Mois de Janvier, Février, Mars, Novembre et Décembre d'une Année de Livraison. La Période de Livraison est constituée de deux périodes : - la première période de la Période de Livraison débute le 1er Janvier de l'année AL et se termine au 31 Mars de l'année AL - la seconde période débute le 1er Novembre de l'année AL et se termine au 31 décembre de l'année AL.
Période de Pointe PP1 ou PP1	Période constituée de plages horaires de Jours de la Période de Livraison, utilisée pour le calcul de l'Obligation des Acteurs Obligés pour une Année de Livraison donnée. PP1 est incluse dans la Période de Pointe PP2.
Période de Pointe PP2 ou PP2	Période constituée de plages horaires de Jours de la période de livraison, utilisée pour le calcul du Niveau de Capacité certifié ou effectif pour une Année de Livraison donnée.
Périodes de Pointes	Périodes PP1 et PP2 au sens des présentes Règles.
Plateforme d'Echange	Plateforme d'échanges organisée des Garanties de Capacité permettant de centraliser les offres d'achat et de vente de Garanties de Capacité.
Point d'Injection	Point de raccordement physique au Réseau d'un ou plusieurs Groupes de Production avec les moyens de comptage associés.
Point de Soutirage	Point de raccordement physique au Réseau d'un Site de Soutirage avec les moyens de comptage associés.
Première Année de Livraison	Période de 12 Mois débutant le 1er janvier 2017 et finissant au 31 décembre 2017.
Prix de Règlement des Ecarts des Responsables des Périmètres de Certification	Prix utilisé pour le calcul du règlement financier associé à l'Ecart Final d'un RPC. Le Prix de Règlement des Ecarts des Responsables des Périmètres de Certification est de type Positif ou Négatif.

Prix de Règlement des Ecarts des Responsables de Périmètre de Certification Positif	Prix associé à une Garantie d'un Ecart Final de RPC Positif.
Prix de Règlement des Ecarts des Responsables de Périmètre de Certification Négatif	Prix associé à une Garantie d'un Ecart Final de RPC Négatif.
Prix Spot Minimum	Le Prix Spot Minimum pour un pas de temps donné, est le prix minimum des prix du marché journalier de l'électricité en France établis par les NEMO désignés en France sur ce pas de temps.
Prix Unitaire	Prix de règlement appliqué à un Ecart d'Acteur Obligé pour le Rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés. Le Prix Unitaire appliqué à un écart d'Acteur Obligé dépend du signe de l'écart de l'Acteur Obligé : le Prix Unitaire est donc, pour chaque Année de Livraison, de type Prix Unitaire Positif, appliqué aux écarts d'Acteurs Obligés positifs, et Prix Unitaire Négatif, appliqué aux écarts d'Acteurs Obligés négatifs. La méthode de calcul du Prix Unitaire est conforme aux modalités de l'article 8.3.3.
Prix Unitaire Positif (ou PUP)	Prix associé à une Garantie d'un Ecart d'Acteur Obligé Positif.
Prix Unitaire Négatif (ou PUN)	Prix associé à une Garantie d'un Ecart d'Acteur Obligé Négatif.
Profilage de la consommation ou de la production ou« Profilage »	Désigne la méthode utilisée par les GRD pour estimer les consommations ou les productions, par Pas Demi Horaire, des sites dont la courbe de charge est estimée dans le cadre de la Section 2 des Règles MA-RE. Cette méthode est basée sur la détermination, pour des catégories de clients, de la forme réputée de leur consommation (les profils).
Proposition Technique et Financière (ou PTF)	Devis adressé par RTE à la personne qui lui en fait la demande dans le cadre d'un processus de raccordement.
Puissance Activée d'une Capacité d'Effacement	Chronique de valeur à un Pas Demi Horaire établie par RTE sur la base des Courbes de Réalisation de l'EDC.
Puissance Installée d'un Site	Puissance Installée telle que définie au sein de l'article R. 311-1 du Code de l'énergie. La Puissance Installée d'un Site de Production est aussi la Puissance Installée indiquée dans le Contrat d'Accès au Réseau ou le Contrat de Service Décompte du Site de Production.
Puissance Installée d'une EDC	Somme des Puissances Intallées des Sites constituant l'EDC.

Puissance Maximale Offerte à la Hausse	Puissance maximale offerte d'une offre d'ajustement à la hausse d'une EDA, exprimée en MW, et calculée conformément aux Règles MA-RE en vigueur.
Puissance Souscrite	Puissance choisie, le cas échéant, pour une classe temporelle donnée, par le client ou son Fournisseur en application du TURPE, d'un Site de Soutirage et figurant au Contrat d'Accès au Réseau, ou Contrat Unique. La Puissance Souscrite d'un Site de Soutirage signataire d'un Contrat de Service Décompte est la Puissance Souscrite du Site de tête référencé dans le Contrat de Service Décompte.
Puissance Souscrite Retenue	Moyenne de la Puissance Souscrite en vigueur à la date de Demande de Certification, sur une période équivalente à une Période de Livraison.
Puissance Souscrite Retenue d'une EDC	Somme des Puissances Souscrites Retenues des Sites constituant l'EDC.
Référentiel de Météo France	Ensemble de 100 chroniques de températures, demi-horaires, sur une année, pour un ensemble de 32 stations météorologiques. Le Référentiel de Météo France est accessible sur le site Internet : www.meteo-france.fr
Règles	Dispositions du présent Texte qui sont approuvées par le ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie, aux termes de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie.
Règles MA-RE	Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, dans leur dernière version en vigueur approuvée par la CRE. Elles sont disponibles sur le Site Internet de RTE.
Règles NEBEF	Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, dans leur dernière version disponible approuvée par la CRE. Elles sont disponibles sur le Site Internet de RTE.
Réseau	Réseau Public de Transport ou Réseau Public de Distribution.

Réseau Public de Distribution ou RPD	Réseau Public de Distribution d'électricité, défini par l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité conformément à l'article 2 du modèle de cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés dans sa dernière version en vigueur. Chaque Gestionnaire de réseau public de distribution exerce ses missions dans sa zone de desserte exclusive conformément à l'article L. 111-54 dans le Code de l'énergie.
Réseau Public de Transport d'Electricité ou RPT	Réseau Public de Transport d'électricité défini notamment par le cahier de charges du RPT annexé au décret n° 2006 1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.
Réseau de transport d'électricité ou RTE	Société anonyme gestionnaire du RPT exerçant ses missions conformément aux articles L. 321-1 et suivants du Code de l'énergie.
Responsable de Périmètre de Certification	Personne morale tenue pour responsable des engagements, pris par les Exploitants des Capacités dans son périmètre, relatifs au règlement de la pénalité mentionnée à l'article L. 335-3 du Code de l'énergie. Il est soumis, à ce titre, au règlement financier relatif à l'écart du Responsable de Périmètre de Certification. La qualité de Responsable de Périmètre de Certification s'acquiert par signature d'un contrat dédié avec RTE, en annexe des présentes Règles. Toute Capacité est rattachée à un Périmètre de Certification par un contrat conclu entre son Exploitant et le Responsable de Périmètre de Certification.
Semaine (ou S)	Période commençant le samedi à 0 Heures 00 minutes et 00 seconde et se terminant le vendredi suivant à 23 Heures 59 minutes et 59 secondes.
Service Système	Services comprenant le Réglage Primaire et Secondaire de la fréquence, le Réglage Primaire et Secondaire de la tension, ainsi que le fonctionnement en compensateur synchrone.
Site	Site d'Injection ou de Soutirage.

Site d'injection ou Site de Production	Site dûment autorisé au sens des articles L. 311-1 et suivants du Code de l'énergie, qui injecte de l'énergie électrique en un ou plusieurs Points d'Injection sur le Réseau est pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau, soit un Contrat de Service Décompte. Un Site comprend un ou plusieurs Groupes de Production. Tout Site d'Injection est rattaché en totalité à un unique Responsable de Périmètre de Certification.
Site de Soutirage	Site d'un Consommateur en France métropolitaine continentale qui soutire de l'énergie électrique et pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau (CARD, CART ou Contrat Unique), soit un Contrat de Service de Décompte.
Site de Soutirage Profilé	Site de Soutirage dont la Courbe de Charge de consommation est déterminée par Profilage dans le cadre de la section 2 des Règles MA-RE.
Site de Soutirage Télérelevé	Site de Soutirage dont la Courbe de Charge est télérelevée par le Gestionnaire de Réseau et dont la Courbe de Charge de consommation n'est pas déterminée par Profilage dans le cadre de la section 2 des Règles MA-RE.
Soutirage	Énergie correspondant à une consommation mesurée ou à une Fourniture Déclarée et comptée négativement pour le calcul de la Consommation Constatée d'un Fournisseur.
Température Extrême	Chronique de quarante-huite (48) valeurs à un Pas Demi Horaire, pour une Année de Livraison AL. La Température Extrême est utilisée pour le calcul de l'Obligation d'un Acteur Obligé, pour une Année de Livraison AL. La Température Extrême de l'Année de Livraison AL est établie conformément aux modalités de l'article 6.1.2.2., et publiée conformément aux modalités de l'article 10.1.2.
Température France Lissée	Donnée de température utilisée dans le calcul des gradients pour les Sites thermosensibles dans le volet « Obligation » et les EDC Effacement thermosensibles dans le volet « Certification ». La Température France Lissée est calculée conformément aux dispositions de l'Annexe 2.
Texte	Ensemble des dispositions du présent document instituant un cadre au Mécanisme de Capacité prévu par les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, et par le Décret.
Titulaire d'une EDC	Signataire du Contrat de Certification de la Capacité, ou des Capacités, constituant l'EDC.

Transaction ou Transaction de Garanties de Capacité	Cession de Garanties entre deux personnes morales respectivement titulaires d'un compte au registre des Garanties de Capacité se traduisant par le transfert d'un certain montant de Garanties du compte du titulaire au compte de l'acquéreur à une date donnée, à un prix donné, qui est déterminé ou déterminable.
Transfert ou Transfert de Garanties de Capacité	Cession de Garanties entre deux personnes morales respectivement titulaires d'un compte au registre des Garanties de Capacité, se traduisant par le transfert d'un certain montant de Garanties du compte du titulaire au compte de l'acquéreur à une date donnée, non associé à un prix.

2 OBJET DU TEXTE

2.1 Cadre législatif et réglementaire

L'article L. 335-1 du Code de l'énergie instaure l'obligation pour les Fournisseurs, ainsi que pour les Consommateurs finals et les Acheteurs de Pertes qui pour tout ou partie de leur consommation ne s'approvisionnent pas auprès d'un Fournisseur, de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Les articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie précisent les conditions d'application de cette obligation sur les Acteurs Obligés.

Ce dispositif fait reposer sur les Acteurs Obligés l'obligation de prouver leur capacité à alimenter en électricité leurs clients afin d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

D'autre part, l'article L. 321-16 du Code de l'énergie fait peser sur les Exploitants une obligation de certification de leurs Capacités de production ou d'effacement. Pour ce faire, les Exploitants sont tenus de faire des demandes de certification de Capacité auprès des GR. Les modalités de la certification des Capacités sont définies par le Décret.

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie prévoient un corpus de textes varié pour encadrer le Mécanisme de Capacité, dont notamment :

- des Règles qui, aux termes de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie, sont approuvées par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de RTE, après avis de la CRE ;
- un ensemble de dispositions sur proposition de RTE, et approuvées par la CRE.

Le présent Texte s'inscrit dans ce cadre. Il contient l'ensemble des Règles, et mentionne explicitement les dispositions approuvées par la CRE sur proposition de RTE.

De plus, le Code de l'énergie prévoit un ensemble de dispositions fixées directement par la CRE, qui ne sont pas partie intégrante du présent Texte.

Une 1ère version du Texte est entrée en vigueur par la publication de l'Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les Règles du Mécanisme de Capacité, et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approndie, afin d'évaluer la compatibilité du Mécanisme de Capacité français avec les dispostions des articles 107 et suivants du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État, le Mécanisme de Capacité français. Au cours de l'enquête, l'Etat français a accepté de modifier la mesure telle que définie notamment dans la version de l'Arrêté du 22 janvier 2015. La Commission a conclu que la mesure révisée améliorait la sécurité de l'approvisionnement en électricité, tout en maintenant la concurrence.

Suite à cette décision, la ministre en charge de l'énergie a approuvé la présente version modifiée des Règles, afin de prendre en compte certaines des modifications demandées par la Commission européenne. Ces évolutions doivent entrer en vigueur dès l'Année de Livraison 2017.

La présente version modifiée des Règles prévoit des dispositions transitoires pour les Années de Livraison 2018, 2019, 2021 et 2022, afin de permettre la bonne application des modifications demandées par la Commission européenne.

2.2 Clause de revoyure

D'autres évolutions du Mécanisme de Capacité mentionnées dans la Décision d'Approbation sont prévues à l'avenir et ne sont pas prises en compte dans le présent arrêté.

Ces évolutions nécessitent en premier lieu la modification du Décret, puis un nouvel arrêté modificatif sera proposé en conséquence.

En particulier :

- L'évolution de la prise en compte de la participation des Capacités transfrontalières nécessite une modification du Coefficient de Sécurité (article 6.1.4) pour l'Année de Livraison 2019, (nonobstant les délais pérennes de révision inscrits à l'article 6.1.4.4). La nouvelle valeur du Coefficient de Sécurité pour l'Année de Livraison 2019 sera fixée en 2018.
- Le fonctionnement du marché des échanges de Garanties de Capacité, et plus particulièrement de l'articulation entre marché de gré à gré et marché organisé, sera analysé sur la base du retour d'expérience des premières Années de Livraison. Cette analyse pourra conduire à des évolutions des Règles du Mécanisme de capacité relatives aux modalités de fonctionnement des marchès dès l'Année de Livraison 2019. Dans le cadre de cette analyse, RTE étudiera, avec la CRE, la répercussion des coûts des Certificats de Capacité par les Fournisseurs dans leurs offres de fourniture d'électricité.

2.3 Présentation du Texte

2.3.1 Périmètre du Texte

Le Texte a pour objet de préciser les conditions techniques, financières et juridiques de participation au Mécanisme de Capacité.

Aux termes des articles R. 335-2 et suivants du Code de l'énergie, les Règles comprennent :

- les dispositions déterminant les années de livraison et les périodes de pointe PP1 et PP2 ;
- l'ensemble des dispositions relatives à l'Obligation de Capacité, notamment au mode de calcul de la Puissance de Référence et à la détermination de l'obligation des fournisseurs, à la puissance unitaire de la Garantie de Capacité et au recouvrement des Garanties de Capacité ;
- l'ensemble des dispositions relatives à la certification des Capacités, notamment les méthodes de certification et les conditions du contrôle des Capacités certifiées, les modalités d'adaptation prévue par l'article L. 321-16 du Code de l'énergie pour la certification des Capacités dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite ;
- le rééquilibrage des Exploitants de Capacités et le règlement financier relatif à ce rééquilibrage.

Les dispositions complémentaires approuvées par la CRE sont les suivantes :

- en application de l'article 4-III du Décret codifié, la méthode de calcul de la consommation constatée pour les sous-catégories des petits consommateurs et des grands consommateurs au sens des articles R. 336-1 du Code de l'énergie et suivants est approuvée par la CRE, sur proposition de RTE ;
- en application de l'article 6-IV du Décret codifié, la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité est approuvée par la CRE, sur proposition de RTE ;

- en application de l'article 9-VI du Décret codifié, le niveau et les modalités du recouvrement des frais exposés par les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité pour la certification et le contrôle des Capacités sont approuvés par la CRE, sur proposition de RTE ;
- en application de l'article 15-III du Décret codifié, les modalités de gestion du registre des Capacités certifiées sont approuvées par la CRE, sur proposition de RTE ;
- en application de l'article 16-VII du Décret codifié, les éléments que doit contenir la déclaration mentionnée à l'article 16-I du Décret codifié *(toute personne souhaitant ouvrir un compte dans le registre des garanties de capacité adresse une déclaration au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité)* sont approuvés par la CRE, sur proposition de RTE ;
- en application de l'article 16-VII du Décret codifié, les modalités de gestion du registre des Garanties de Capacité sont approuvées par la CRE, sur proposition de RTE ;
- en application de l'article 18-VII du Décret codifié, le format des prévisions et du calendrier de publication mentionnés dans ce même article *(Pendant la période de quatre ans précédant chaque année de livraison, et au moins une fois par an pour chaque année de livraison, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité publie des prévisions relatives au niveau global de garanties de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs)* sont approuvés par la CRE, sur proposition de RTE ;
- en application de l'article 18-II, la nature des informations et des modalités de gestion du registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe sont approuvées par la CRE, sur proposition de RTE.

2.3.2 Description générale du dispositif

Le Mécanisme de Capacité consiste en une obligation pour les Fournisseurs, les Acheteurs de Pertes et les Consommateurs, qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un Fournisseur, qualifiés d'Acteurs Obligés dans les présentes Règles en application de l'article 3.1.3, de contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients ou d'eux-mêmes. Pour répondre à cette obligation, chaque Acteur Obligé devra justifier chaque année d'un certain volume de Garanties de Capacité en lien avec la consommation sur la période de pointe de ses Consommateurs finals pour les Fournisseurs ou de sa propre consommation pour les Consommateurs ou les Acheteurs de Pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation d'électricité, s'approvisionnement directement sur les marchés.

Pour ce faire, tout Exploitant de Capacité demande la certification de ses Capacités auprès du GR auquel elles sont raccordées. Le volume de Garanties de Capacité alloué par RTE à l'issue du processus de certification reflète leur apport à la sécurité d'alimentation sur la base notamment d'un engagement prévisionnel de la part des offreurs de Capacités sur un niveau de disponibilité de leurs moyens et ceci quelle que soit la nature de la Capacité.

Le volume de Garanties de Capacité demandé par l'Exploitant de Capacité et alloué par RTE doit être compatible avec le Tunnel de Certification, déterminé pour chaque filière, et défini à l'article 7.3.1.3. Toute Demande de Certification en dehors du Tunnel de Certification doit faire l'objet d'une procédure de dérogation conduisant à un examen de la Demande de Certification par RTE et par la CRE.

Ce dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les parties. Des sessions de marché organisées sont mises en place et permettent de favoriser la liquidité du marché et l'émergence de signaux de prix. Un ensemble de dispositions relatives à la Transparence et à la Publication au cours de la vie d'un exercice sont également mises en œuvre pour assurer la bonne prévisibilité des Parties, et le bon fonctionnement du marché et des échanges.

2.3.2.1 Volet « Obligation »

Le volet « Obligation » décrit : la méthode de calcul de l'Obligation pour chacun des Acteurs Obligés (Fournisseurs, Consommateurs Obligés, Acheteurs de Pertes Obligés), les principes et valeurs des paramètres du calcul de l'Obligation, et les modalités de gestion des Périmètres de chaque Acteur Obligé.

Les dispositions afférentes sont appliquées par les GR pour le calcul de la Puissance de Référence par Acteur Obligé qu'ils effectuent, et transmettent, lorsqu'il s'agit des GRD, à RTE pour le calcul des Obligations des Acteurs Obligés pour une Année de Livraison donnée.

Après notification de leur Obligation, et avant la Date Limite de Cession, les Acteurs Obligés dont l'Excédant Global de Garanties est positif sont tenus de procéder à une Offre Publique de Vente.

2.3.2.2 Volet « Certification »

Le volet « Certification » des Règles précise les dispositions s'appliquant à chacune des étapes relatives à la certification en termes de processus opérationnels de la certification, de déclaration d'évolution et du rééquilibrage, de méthodologie de calcul du Niveau de Capacité Certifié, et de méthodologie de calcul du Niveau de Capacité effectif.

Les Exploitants de Capacités de Production et d'Effacement concluent avec RTE un Contrat de Certification de leur Capacité pour chaque Année de Livraison.

Les Exploitants déclarent auprès des GR l'ensemble des paramètres intervenant dans le calcul du Niveau de Capacité Certifié. Les paramètres sont déclarés conformément aux caractéristiques techniques de la Capacité à certifier, et aux modalités précisées au sein de ces Règles. Le Niveau de Capacité Certifié est calculé par RTE, sur proposition du GRD le cas échéant, par application de la méthode précisée par les Règles, en fonction des paramètres déclarés. Cette première étape s'achève par la conclusion du Contrat de Certification entre l'Exploitant et RTE.

Le Niveau de Capacité Certifié est déterminé par une méthode basée sur le réalisé ou par une méthode normative. Cette dernière est applicable uniquement aux Capacités bénéficiant du régime dérogatoire de certification, c'est-à-dire les Capacités dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production. Leurs Exploitants font le choix, à la Demande de Certification, de la méthode de certification retenue.

Pour les Demandes de Certification relevant de Capacités certifiées par le biais de la méthode par le réalisé, un Tunnel de Certification s'applique (article 7.3.1.3). Les Exploitants de Capacité doivent justifier une demande de dérogation au Tunnel de Certification. Cette demande fait l'objet d'un examen de la part de RTE et de la CRE avant la délivrance des Certificats de Capacité.

A l'issue de la Certification des Capacités, les RPC peuvent procéder au rééquilibrage des Capacités rattachées à leur Périmètre, sous réserve d'attester de l'autorisation de l'Exploitant de Capacité de ladite Capacité et de respecter le Tunnel de Certification ou de réaliser la procédure de dérogation associée. Le rééquilibrage consiste en la déclaration, par le RPC, des nouveaux paramètres de certification, affectant de fait le Niveau de Capacité de la Capacité objet du rééquilibrage. Le rééquilibrage de ladite Capacité donne lieu à l'émission d'un nouveau Contrat de Certification, respectant les termes des déclarations conformes du RPC.

2.3.2.3 Volet « Règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC »

Le volet « Règlements financiers » décrit les modalités de calcul des déséquilibres des Acteurs Obligés et du règlement financier associé, ainsi que les modalités de calcul des déséquilibres des RPC et des rééquilibrages effectués par eux et du règlement financier associé.

RTE procède au calcul du rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés. Les Acteurs Obligés n'ayant pas rempli leur Obligation sont redevables d'un règlement financier associé au rééquilibrage Notifié.

A l'issue de la Période de Livraison, RTE calcule les écarts relatifs à chaque RPC, au regard des contrôles effectués par les GR permettant le calcul du Niveau de Capacité Effectif des Capacités Certifiées. Le RPC est soumis au règlement financier relatif à l'écart du RPC. Le Règlement Financier dû par le RPC est calculé sur la base de l'Ecart entre le Niveau de Capacité Certifié et le Niveau de Capacité Effectif des Capacités rattachées à son périmètre, et des Rééquilibrages éventuellement effectués.

2.3.2.4 Volet « Echanges et registres »

Le volet « Echanges et registres » définit les modalités d'échange des Garanties de Capacité et le fonctionnement des 3 registres : le registre des Capacités certifiées, le registre des Garanties de Capacité et le registre des mesures de maîtrise de la consommation en Période de Pointe.

Pour chaque Année de Livraison, RTE met en place et gère ces trois registres, conformément aux dispositions du Décret.

Une Garantie de Capacité est un instrument fongible dématérialisé qui est négociable. Pour permettre aux Acteurs Obligés, aux Exploitants, mais aussi à des acteurs tiers d'échanger des Garanties de Capacité, des Cessions sont possibles de gré à gré ou sur les marchés organisés. Pour les RPC dont le portefeuille de Capacités excède 3 GW, les Règles prévoient une contrainte quant à l'offre de Garanties de Capacité sur les marchés organisés. Chaque Garantie de Capacité n'est valable que pour une Année de Livraison. C'est l'inscription sur le compte dans le registre de Garanties de Capacité qui assure la propriété de la Garantie de Capacité. Le registre des Garanties de Capacité comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, d'échange et de destruction de Garanties de Capacité. Les opérations d'échange sont rendues publiques (prix et volume associés à chaque échange). Les Parties concernées par les opérations d'échanges sont des données à caractère confidentiel. Le registre des Capacités certifiées, qui a un caractère public, répertorie toutes les Capacités Certifiées, ainsi que leurs caractéristiques de Certification.

Le registre des mesures de maîtrise de la consommation en Période de Pointe recense les déclarations de réduction de consommation. Il recense en particulier les effacements qui ne font pas partie d'une EDC d'Effacement. Ces données sont prises en compte par RTE dans le calcul du niveau global d'obligation. La déclaration des informations de ce registre est obligatoire.

2.3.2.5 Volet « Transparence »

Le volet « Transparence » précise les différentes publications liées au Mécanisme de Capacité et leurs modalités d'application. Ces publications sont réalisées par RTE et la CRE et viennent compléter la publicité du registre des Garanties de Capacité.

Les publications de RTE concernent en premier lieu les informations prévisionnelles sur l'Année de Livraison : le niveau global de Garanties de Capacité pour chaque Année de Livraison, les paramètres de certification et d'obligation, les données liées aux registres des Capacités certifiées et des actions de maîtrise de la consommation. Pendant l'Année de Livraison, RTE publie les signalements des périodes de pointes. Enfin, RTE publie les analyses techniques et économiques quantitatives sur les Années de Livraison échues.

Les publications de la CRE concernent les données agrégées de marché tels que : prix de référence, prix administrés, et informations relatives aux transactions des Années de Livraison échues.

3 DISPOSITIONS GENERALES

3.1 Applicabilité des Règles

3.1.1 Entrée en vigueur

Les Règles sont opposables à l'ensemble des Parties dont les Acteurs Obligés, les Exploitants de Capacités et les GR au sens donné par la loi, par le Décret et précisé par ces présentes Règles et ce, dès le lendemain de la publication au Journal Officiel de la République française de l'arrêté d'approbation, ou à toute autre date prévue explicitement dans l'arrêté d'approbation.

Les Dispositions Complémentaires approuvées par la CRE, ainsi que toute modification ultérieure, sont opposables à l'ensemble des Parties dont les Acteurs Obligés, les Exploitants de Capacités et les GR dès le lendemain de la publication au Journal Officiel de la République française de la délibération portant approbation, ou à toute autre date prévue explicitement dans la délibération de la CRE.

3.1.2 Règle de prévalance

En cas de contradiction entre les dispositions du Texte et des Contrats et/ou Conventions signés en application du Texte, le Texte prévaut sur les Contrats et Conventions.

3.1.3 Les Acteurs Obligés

Au titre de l'article L.335-1 du Code de l'énergie, chaque Fournisseur d'électricité pour les Consommateurs finals qu'il alimente en électricité, ainsi que les Consommateurs finals et les Acheteurs de Pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation ne s'approvisionnent pas auprès d'un Fournisseur, contribuent à la sécurité d'approvisionnement en électricité, en fonction des caractéristiques de consommation de leurs clients ou de leur propre consommation.

Toute personne morale possédant la qualité d'Acteur Obligé au sens des Règles, ou souhaitant acquérir la qualité d'Acteur Obligé dans les cas prévus par le Code de l'énergie, doit Notifier à RTE une demande de conclusion d'un Contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé.

3.1.3.1 Fournisseur

En application de l'article L. 333-1 du Code de l'énergie, doit être considéré comme Fournisseur, au titre du présent Texte, toute personne morale exerçant l'activité d'achat d'électricité pour revente aux Consommateurs finals ou aux Acheteurs de Pertes et disposant d'une autorisation administrative.

En application de l'article L. 335-1 du Code de l'énergie, tout Fournisseur est soumis à l'Obligation de Capacité. Afin de remplir son Obligation de Capacité, le Fournisseur doit disposer de Garanties de Capacité :

- acquises auprès d'un tiers ;
- possédées en propre dans le cas d'un Fournisseur Acteur Intégré ;
- en disposant de clauses contractuelles avec les Consommateurs Finals ou les Acheteurs de Pertes qu'il approvisionne en électricité, conduisant ces Consommateurs Finals ou ces Acheteurs de Pertes à s'engager sur un volume de Garanties de Capacité qu'ils seront à même de livrer au Fournisseur pour couvrir son Obligation de Capacité. Dans ce cas, le Fournisseur reste entièrement responsable de son Obligation de Capacité auprès de RTE, et le Consommateur Final ou l'Acheteur de Pertes ne devient pas Acteur Obligé.

Tout Fournisseur est tenu de se rapprocher de RTE pour la signature d'un Contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé, afin de remplir son obligation contenue dans l'article L.335-1 du Code de l'énergie, à la plus tardive des deux dates suivantes :

- le 31 décembre 2016 ;
- 1 mois après l'obtention d'une autorisation d'achat d'électricité pour revente aux Consommateurs finals ou aux Acheteurs de Pertes, délivrée par l'autorité administrative aux termes de l'article L. 333-1 du Code de l'énergie.

Conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie, un Fournisseur peut transférer la part de son Obligation de Capacité relative à tout Consommateur final ou tout Acheteur de Pertes, au titre de la consommation de ce Consommateur final ou des pertes de cet Acheteur de Pertes. Il conclut à cet effet un contrat de droit privé avec le Consommateur Final ou l'Acheteur de Pertes. Il notifie à RTE le transfert de l'Obligation. Par la conclusion de ce contrat de transfert d'Obligation, le Consommateur Final ou l'Acheteur de Perte se voit transférer l'ensemble des responsabilités relatives à l'Obligation de Capacité, et notamment (mais pas uniquement) les responsabiltiés relatives au Rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés (article 8).

Ce cas de transfert d'Obligation couvre aussi le cas où un Consommateur Final ou un Acheteur de Pertes refuse la proposition commerciale faite par son Fournisseur relative au prix de la Capacité. Dans ce cas, le Fournisseur peut transférer, par contrat de droit privé son Obligation de Capacité au Consommateur Final ou l'Acheteur de Pertes. Par la conclusion de ce contrat de transfert d'Obligation, le Consommateur Final ou l'Acheteur de Perte se voit transférer l'ensemble des responsabilités relatives à l'Obligation de Capacité, et notamment (mais pas uniquement) les responsabiltiés relatives au Règlement des Ecarts.

3.1.3.2 Consommateur Obligé

En application de l'article L. 335-1 du Code de l'énergie, tout Consommateur final qui, pour tout ou partie de sa consommation d'électricité, ne s'approvisionne pas auprès d'un Fournisseur est soumis à l'Obligation de Capacité.

Tout Consommateur Obligé est tenu de se rapprocher de RTE pour la signature d'un Contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé, afin de remplir son Obligation contenue dans l'article L.335-1 du Code de l'énergie, à la plus tardive des deux dates suivantes :

- le 1er décembre 2016 ;
- 1 mois après la signature par le Consommateur Obligé des règles de marchés du NEMO sur lequel le Consommateur Obligé s'approvisionne.

Conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie, un Consommateur Obligé peut également transférer son Obligation de Capacité à un Fournisseur. Il conclut à cet effet un contrat de droit privé avec ce Fournisseur. Le Fournisseur désigné remplit alors l'Obligation de Capacité pour ses Clients propres et pour ce Consommateur. Le Consommateur Notifie à RTE le transfert de l'Obligation.

3.1.3.3 Acheteur de Pertes Obligé

En application de l'article L. 335-1 du Code de l'énergie, tout Acheteur de Pertes qui, pour tout ou partie de sa consommation d'électricité, ne s'approvisionne pas auprès d'un Fournisseur est soumis à l'Obligation de Capacité.

Tout Acheteur de Pertes Obligé est tenu de se rapprocher de RTE pour la signature d'un Contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé, afin de remplir son Obligation contenue dans l'article L.335-1 du Code de l'énergie, à la plus tardive des deux dates suivantes :

- le 1er décembre 2016 ;
- 1 mois après la signature par l'Acheteur de Pertes Obligés des règles de marchés du NEMO sur lequel l'Acheteur de Pertes Obligé s'approvisionne.

Conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie, un Acheteur de Pertes Obligé peut également transférer son Obligation de Capacité à un Fournisseur. Il conclut à cet effet un contrat de droit privé avec ce Fournisseur. Le Fournisseur désigné remplit alors l'Obligation de Capacité pour ses Clients propres et pour ce Consommateur. L'Acheteur de Pertes Notifie à RTE le transfert de l'Obligation.

3.1.4 Les Exploitants

Les Exploitants de Capacités de Production et les Exploitants de Capacités d'Effacement sont responsables de la Certification de leurs Capacités, dans les délais et échéances précisées par les Règles.

3.1.5 Le Responsable de Périmètre de Certification

Par application de l'article 1er du Décret, le RPC est la personne morale tenue pour responsable des engagements, pris par les Exploitants des Capacités dans son Périmètre, relatifs au règlement de la pénalité mentionnée à l'article L. 335-3 du Code de l'énergie. Il est soumis, à ce titre, au règlement financier relatif à l'Ecart du RPC, dont les modalités de calcul et de facturation sont précisées par les présentes Règles.

La qualité de Responsable de Périmètre de Certification, au sens de l'article 1er du Décret, s'acquiert par la signature d'un contrat avec RTE.

3.2 Modalités de révision du Texte

3.2.1 Modalités de révision des Règles

3.2.1.1 Révision à l'initiative de RTE

RTE peut à tout moment proposer au ministre chargé de l'énergie une modification des Règles. Cette modification des Règles peut porter sur l'ensemble du Texte ou sur un nombre limité de clauses.

Avant toute modification, RTE informe les Parties via le site Internet de RTE du contenu de la modification envisagée, accompagné du projet de révision des Règles et des éventuelles observations de RTE. Dans un délai fixé par RTE et au minimum de 10 Jours Ouvrés suivant cette information, les Parties peuvent Notifier à RTE leurs observations ou contrepropositions via le site Internet de RTE.

A l'expiration de cette période, RTE établit le projet définitif de modification des Règles dans les meilleurs délais.

Le ministre chargé de l'énergie accepte ou refuse la proposition de modification, après avis de la CRE. L'approbation du ministre prend la forme d'un arrêté modificatif, qui pourra, le cas échéant, porter modification uniquement des nouvelles clauses proposées par RTE.

L'entrée en vigueur des nouvelles dispositions des Règles est précisée dans l'arrêté modificatif. A défaut, cette entrée en vigueur se fait au lendemain de la date de publication au Journal officiel de la République française.

3.2.1.2 Révision sur demande des Parties

Les Parties peuvent à tout moment inviter RTE à proposer au ministre chargé de l'énergie des modifications des Règles. RTE peut accepter ou refuser de donner suite à la proposition qui lui a été soumise. En cas de refus, RTE Notifie aux Parties dans les meilleurs délais les raisons de son refus.

Avant toute modification, RTE informe les Parties via le site Internet de RTE de l'origine et du contenu de la demande de modification, accompagnés du projet de révision des Règles et des éventuelles observations de RTE. Dans un délai fixé par RTE et au minimum de 10 Jours Ouvrés suivant cette information, les Parties peuvent Notifier à RTE leurs observations ou contrepropositions via le site Internet de RTE.

A l'expiration de cette période, RTE établit dans les meilleurs délais le projet définitif de modification des Règles.

Le ministre chargé de l'énergie accepte ou refuse la proposition de modification, après avis de la CRE.

L'entrée en vigueur des nouvelles dispositions des Règles est précisée dans l'arrêté modificatif. A défaut, cette entrée en vigueur se fait au lendemain de la date de publication au Journal officiel de la République française.

3.2.2 Modalité de révision des Dispositions Complémentaires

3.2.2.1 Révision à l'initiative de RTE

RTE peut à tout moment procéder à un changement de Dispositions Complémentaires, après approbation par la CRE. Ces modifications peuvent porter uniquement sur certaines clauses des Dispositions Complémentaires.

Avant toute modification, RTE Notifie aux Parties via le site Internet de RTE le contenu de la modification envisagée, accompagné du projet de révision des Dispositions Complémentaires et des éventuelles observations de RTE. Dans un délai fixé par RTE et au minimum de 10 Jours Ouvrés suivant cette information, les Parties peuvent Notifier à RTE leurs observations ou contrepropositions via le site Internet de RTE.

A l'expiration de cette période, RTE établit le projet définitif de modification des Dispositions Complémentaires et le soumet pour approbation à la CRE. La CRE peut accepter ou refuser la proposition de modification des Dispositions Complémentaires.

Les Dispositions Complémentaires modifées sont opposables aux Parties de plein droit au lendemain de la publication de la délibération portant approbation de la Disposition Complémentaire au Journal Officiel de la République française, ou, à la date contenue au sein de la délibération.

3.2.2.2 Révision sur demande des Parties

Les Parties peuvent à tout moment inviter RTE à procéder à des modifications des Dispositions Complémentaires après approbation de la CRE. RTE peut accepter ou refuser de donner suite à la proposition qui lui a été soumise par les Parties. En cas de refus, RTE Notifie les Parties et la CRE des raisons de son refus.

Avant toute modification, RTE informe les Parties via le site Internet de RTE de l'origine et du contenu de la demande de modification, accompagnés du projet de révision des Dispositions Complémentaires et des éventuelles observations de RTE. Dans un délai fixé par RTE et au minimum de 10 Jours Ouvrés suivant cette information, les Parties peuvent Notifier à RTE leurs observations ou contrepropositions via le site Internet de RTE.

A l'expiration de cette période, RTE établit le projet définitif de modification des Dispositions Complémentaires et le soumet à approbation de la CRE.

Les Dispositions Complémentaires modifées sont opposables aux Parties de plein droit au lendemain de la publication de la délibération portant approbation de la Disposition Complémentaire au Journal Ofiiciel de la République française, ou, à la date contenue au sein de la délibération.

3.2.3 Révision des contrats

RTE et les Parties peuvent à tout moment procéder à la révision des Contrats liés au mécanisme de capacité, pour autant que cette modification n'entraine pas de contradiction avec les Règles et avec les Dispositions Complémentaires.

La révision des Règles et/ou des Dispositions Complémentaires est sans impact sur l'existence des Contrats et des Conventions signés en application du présent Texte ou du Décret.

Si la révision du Texte, faite dans le respect des articles 3.2.1 et 3.2.2, rend certaines dispositions des Contrats ou des Conventions contraires ou non conformes aux nouvelles Règles et/ou Dispositions complémentaires, alors le nouveau Texte prévaut, en application de l'article 3.1.2, sur les dispositions des Contrats et/ou Conventions devenues contraires au Texte, sans qu'une modification desdits Contrats ou Conventions soit formellement nécessaire.

Cependant, les Parties feront leurs meilleurs efforts pour modifier la trame contractuelle en conséquence, selon les modalités de révision prévues au sein de leurs accords.

Toutefois, si la révision du Texte faite dans le respect des articles 3.2.1 et 3.2.2 rend l'objet des contrats ou conventions caduc, les Parties se rapprochent pour discuter de l'impact de cette révision sur les Contrats et Conventions.

RTE ne pourra être tenu responsable des coûts supportés par les Acteurs Obligés, les Exploitants, et les GRD qui seraient liés aux modifications des Règles sur le Mécanisme de Capacité.

3.3 Notifications

Sauf disposition contraire dans les Règles, une Notification au titre du présent Texte est un écrit qui est transmis par les Parties :

- soit par une remise en mains propres contre reçu ;
- soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- soit par télécopie ;
- soit par moyen électronique avec avis de réception.

La date de Notification est réputée être :

- la date mentionnée sur le reçu pour une remise en main propre ;
- la date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- le Jour et l'Heure de l'accusé de réception émis par le télécopieur pour une télécopie ;
- le Jour et l'Heure de l'accusé de réception émis par le système informatique de la Partie réceptrice pour un moyen électronique.

3.4 Confidentialité

3.4.1 Nature des informations confidentielles

En application des articles L. 111-72 et L.111-73 du Code de l'énergie, RTE et les GRD sont tenus de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique détenues par chacun d'entre eux dans le cadre de l'application du présent Texte, et dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi.

La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par les articles R. 111-26 à R. 111-30 du du Code de l'énergie. Ces informations commercialement sensibles sont utilisées par RTE et les GRD dans le strict respect du présent Texte et dudit décret.

Certaines informations non visées par les articles R. 111-26 à R. 111-30 du Code de l'énergie pourront être échangées dans le cadre du Mécanisme de Capacité entre les Exploitants et les GR, entre les Acteurs Obligés et les GR et entre les GR. Chaque Partie détermine, par tout moyen et à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

3.4.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par les articles R.111-26 à R.111-30 du Code de l'énergie, les Acteurs Obligés et les Exploitants autorisent les GR à communiquer à des tiers ces informations confidentielles, dès lors que cette communication est strictement nécessaire à la mise en œuvre effective du Texte et seulement dans la mesure où cette communication n'est pas de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale en révélant des informations visées par R. 111-26 du Code de l'énergie et relatives à l'activité d'autres utilisateurs.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les GR, les Acteurs Obligés et les Exploitants déterminent dans les Contrats et Conventions nécessaires à la mise en œuvre effective du présent Texte le contenu et l'étendu de l'obligation de confidentialité relative à ces informations confidentielles.

Les GR, les Acteurs obligés et les Exploitants s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles au sens de l'article 3.4.1 (qu'elles soient au non couvertes par les articles R. 111-26 à R. 111-30 du Code de l'énergie) prennent des engagements de confidentialité au moins aussi contraignants que ceux définis au présent article. A ce titre, le destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du présent Texte, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci. Enfin, elle s'engage à ne pas user desdites informations confidentielles pour une utilisation autre que celle requise dans le cadre d'une stricte mise en œuvre du Texte. Elle se porte fort du respect de cette obligation par ses salariés, les sous-traitants et toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du présent Texte.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si le destinataire d'une information confidentielle ayant procédé à sa divulgation apporte la preuve que cette information confidentielle, au moment de sa divulgation par le destinataire, (i) était déjà dans le domaine public sans qu'il y ait faute du destinataire où le cas échéant de la Partie l'ayant communiqué au tiers destinataire ou que (ii) depuis sa communication, cette information a été reçue par elle sans aucune obligation de confidentialité, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article et/ou des stipulations concernées des Contrats et Conventions.

3.5 Principes généraux de responsabilité

3.5.1 Principes généraux s'appliquant aux Parties

Chaque Partie n'est responsable que des dommages directs et certains qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution du présent Texte. Elle ne saurait en aucun cas être responsable des dommages indirects ou uniquement potentiels, tels que la perte de chance, qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution du Texte.

Chaque Partie n'est responsable que des dommages directs et certains qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution des Contrats et Conventions pris en application du présent Texte. Elle ne saurait en aucun cas être responsable des dommages indirects ou uniquement potentiels, tels que la perte de chance, qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution de ces Contrats ou Convention. Les principes généraux de responsabilité peuvent être déclinés plus précisément au sein des Contrats et Conventions signés entre les Parties pour l'exécution du présent Texte.

3.5.2 Principes généraux relatifs au Volet « Obligation »

Chaque GR n'est responsable que des dommages directs et certains, résultant d'une faute lourde dans l'exécution du présent Texte, et plus particulièrement des Contrats et Conventions pris en application du présent Texte, notamment pour le calcul de la Puissance de Référence par Acteur Obligé et le calcul de l'Obligation.

Les GR ne sauraient en aucun cas être responsable des dommages indirects ou uniquement potentiels, tels que la perte de chance, qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution de du présent Texte, des Contrats ou des Conventions.

Ces principes généraux de responsabilité, et en particulier la gestion des réclamations et le partages des responsabilités entre les Parties le cas échéant sont déclinés plus précisément au sein des Contrats et Conventions signés entre les Parties pour l'exécution du présent Texte.

3.5.3 Principes généraux relatifs au Volet « Certification »

Chaque GR n'est responsable que des dommages directs et certains qui pourraient résulter d'une faute lourde dans l'exécution des obligations prévues dans le présent Texte, les Contrats et les Conventions pris en application du présent Texte, en particulier pour : (i) la délivrance des Garanties de Capacité à l'Exploitant de Capacité, (ii) le calcul du Niveau de Capacité Effectif des Entités de Certification dont chacun est responsable, et (iii) l'exécution des demandes de certification et de rééquilibrage.

Les GR ne peuvent en aucun cas être tenus responsables des dommages indirects ou uniquement potentiels, tels que la perte de chance, qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution du présent Texte, des Contrats ou des Conventions.

Ces principes généraux de responsabilité, et en particulier la gestion des réclamations et le partage des responsabilités entre les Parties le cas échéant pourront être déclinés plus précisément au sein des Contrats et Conventions signés entre les Parties pour l'exécution du présent Texte.

3.5.4 Principes généraux s'appliquant au volet « Règlements financiers »

Chaque GR n'est responsable que des dommages directs et certains qui pourraient résulter d'une faute lourde dans l'exécution des obligations prévues dans le présent Texte, des Contrats et des Conventions pris en application du présent Texte, notamment pour les règlements financiers associés au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés, ainsi que les règlements financiers associés aux Ecarts et aux rééquilibrages des RPC.

Les GR ne sauraient en aucun cas être responsable des dommages indirects ou uniquement potentiels, tels que la perte de chance, qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution du présent Texte, des Contrats ou des Conventions.

Ces principes généraux de responsabilité, et en particulier la gestion des réclamations et le partages des responsabilités entre les Parties le cas échéant pourront être déclinés plus précisément au sein des Contrats et Conventions signés entre les Parties pour l'exécution du présent Texte.

3.6 Force majeure

Conformément à l'article 1218 du Code civil, un « Evènement de Force Majeure » désigne tout évènement échappant au contrôle du débiteur de l'obligation de l'une ou l'autre des Parties, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat, dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées, et rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de cette Partie, temporairement ou définitivement.

La Partie qui invoque un Evénement de Force Majeure, envoie à l'autre Partie dans les meilleurs délais une Notification précisant la nature de l'Evénement de Force Majeure invoqué et sa durée probable.

Les obligations concernées des Parties, à l'exception de celle de confidentialité définie à l'article 3.4, sont suspendues pendant toute la durée de l'Evénement de Force Majeure dès l'apparition de l'Evénement de Force Majeure. Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations en raison de cet Evénement de Force Majeure.

Toute Partie qui invoque un Evénement de Force Majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

3.7 Droits et langues applicables

Le Texte est régi par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution du présent Texte est le français.

3.8 Règlement des différends

En cas de différend résultant d'une mauvaise exécution ou de l'interprétation du présent Texte, la Partie estimant avoir subi un dommage Notifie à la Partie défaillante l'objet du différend. Les Acteurs se rapprochent alors afin de trouver une solution amiable à leur différend.

Si, dans les trente (30) jours à compter de la Notification, les Parties n'ont pas trouvé de solution amiable, la CRE peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties, dans les conditions définies à l'article L.134-19 du Code de l'énergie. Les litiges entre les Parties portés devant une juridiction sont soumis à la juridiction compétente indiquée dans les Contrats et Conventions signés entre les Parties ou, à défaut, devant le tribunal de commerce de la ville de Paris.

Les Contrats et Conventions peuvent organiser, dans le respect des principes généraux du droit, d'autres clauses de règlement des différends concernant l'exécution ou l'interprétation des obligations décrites dans ces Contrats ou Convention.

4 DISPOSITIONS TRANSITOIRES RELATIVES AUX ANNEES DE LIVRAISON 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 ET 2022

Afin d'assurer le bon démarrage du Mécanisme de Capacité, des dispositions transitoires, dérogeant aux Règles pérennes du Mécanisme de Capacité décrites dans les autres parties des Règles, sont prévues pour les six premières Années de Livraison (2017, 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022).

Ces dispositions s'appliquent également aux situations en cours et décrites au sein des Contrats signés en application de l'Arrêté du 22 janvier 2015 anciennement en vigueur.

4.1 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2017

4.1.1 Volet Obligation

4.1.1.1 Signature des contrats de participation en qualité d'Acteur Obligé avec RTE

Pour l'Année de Livraison 2017, la date limite de signature des Contrats de participation en qualité d'Acteur Obligé avec RTE pour les Acteurs Obligés existants avant le 1er décembre 2016 ou au plus tard 3 Jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif est fixée au 31 décembre 2016.

Les Fournisseurs, Consommateurs ou Acheteurs de Pertes acquérant la nature d'Acteur Obligé entre le 1er décembre 2016 ou au plus tard 3 Jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif et le 31 décembre 2017 sont soumis aux dispositions de l'article 3.1.3.

Les acteurs ayant d'ores et déjà signé un Contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé en application de l'Arrêté du 22 janvier 2015 n'ont pas besoin de signer un nouveau Contrat. Toutefois, et en application de l'article 3.2.3 des présentes Règles, les dispositions décrites dans les présentes Règles prévalent sur les dispositions des Contrats et/ou Conventions signées en application de l'Arrêté du 22 janvier 2015, sans qu'une modification desdits Contrats ou Conventions soit formellement nécessaire.

4.1.1.2 Rattachement des Sites de Soutirage et des Acheteurs de Pertes aux Périmètres d'Acteurs Obligés

Pour l'Année de Livraison 2017, la date limite de rattachement des Sites de Soutirage et des Acheteurs de Pertes à un Périmètre d'Acteur Obligé est fixée au 31 janvier 2017.

4.1.1.3 Pré-estimation de son Obligation par un Acteur Obligé

Pour l'Année de Livraison 2017 chaque Acteur Obligé doit, avant le 1er décembre 2016 ou 3 jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif :

- soit Notifier à RTE une pré-estimation de son Obligation de Capacité, conformément à l'article 6.3 ;
- soit fournir à RTE les données nécessaires pour que RTE effectue lui-même cette pré-estimation, via les outils spécifiques qu'il a mis en place, conformément à l'article 6.3.

4.1.1.4 Communication des Fournisseurs Acteurs Intégrés à la CRE

L'article 6.7 prévoit la communication d'informations à la CRE par les Fournisseurs Acteurs Intégrés. Pour l'Année de Livraison 2017, cette communication doit intervenir avant le 31 mars 2017.

4.1.2 Volet Certification

4.1.2.1 Dates de Demande de Certification

Pour l'Année de Livraison 2017, une Nouvelle Capacité de Production en Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR deux Mois après sa date de Mise En Service.

4.1.2.2 Certification des EDC d'Effacement

Pour l'Année de Livraison 2017, la Date Limite de Demande de Certification pour les EDC d'Effacement est fixée au 30 novembre 2016 ou au plus tard 3 jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif.

La procédure de certification décrite aux articles 7.4 et 7.5 fait l'objet de deux mesures simplificatrices cumulables pour l'Année de Livraison 2017, décrites ci-après.

4.1.2.2.1 Mesure simplificatrice n°1 : Accélération du processus de certification

Toute Capacité d'Effacement, même raccordée au réseau de distribution, peut effectuer sa Demande de Certification simultanément auprès de RTE et des GRD concernés. Le Titulaire de l'EDC doit, dans sa Demande de Certification, informer conjointement RTE et les GRD de son souhait de se voir appliquer les dispositions de la'article 4.1.2.2.1.

La délivrance des Garanties de Capacité aux Titulaires d'EDC d'Effacement pour l'Année de Livraison 2017 réalisée par RTE se base sur une procédure simplifiée : au titre de cette procédure, il est possible pour les Titulaires d'EDC d'Effacement de différer la fourniture de certaines pièces justificatives prévues par le cadre réglementaire actuel (articles 7.4.3.1 et 7.4.3.2).

La Demande de Certification doit contenir les éléments administratifs suivants :

- L'Engagement ferme de signer le Contrat de Certification ;
- L'Année de Livraison pour laquelle la Capacité doit être certifiée ;
- L'identité du RPC auquel est rattachée la Capacité et l'accord de rattachement de l'Annexe 9 correspondant ;
- La Filière de l'EDC ;
- Le régime de certification : dérogatoire ou générique, accompagné d'un dossier technique justifiant le régime dérogatoire le cas échéant ;
- Le choix de la méthode de la certification (par le réalisé, ou normative) s'il s'agit d'une EDC bénéficiant du régime dérogatoire ;
- La caractéristique En Projet ou En Service.

La Demande de Certification doit contenir les éléments techniques suivants :

- $\text{PuissanceDisponible}_{AL,PP2,déclaré,EDC}$: la Puissance Disponible Effective prévisionnelle moyenne pendant la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison AL déclarée pour l'EDC, en MW.
- $\text{Emaxj}_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale Journalière déclarée de l'EDC égale à l'estimation de l'énergie maximale activable moyenne de l'EDC pendant les 10h que constitue la plage Journalière PP2. La valeur d'énergie maximale Journalière est définie en MWh.

- $Emaxh_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale hebdomadaire déclarée de l' EDC, égale à l'estimation de l'énergie maximale activable moyenne de l'EDC pendant 5 Jours Ouvrés consécutifs de la Période de Livraison. La valeur d'énergie maximale hebdomadaire est définie en MWh.
- $ValeurRéférence_{AL,EDC}$: la Valeur de Référence choisie pour l'EDC dans les cas où celle-ci est fixée directement par le Titulaire d'EDC, conformément à l'article 7.3.1.3.4.2.3.
- Le caractère thermosensible ou non de l'EDC.

Lors du traitement de la Demande Certification, RTE vérifie notamment que les informations transmises par le Titulaire de l'EDC d'Effacement sont :

- conformes au Tunnel de certification, conformément à l'article 7.3.1.3 ;
- cohérentes avec les niveaux historiques de disponibilité observés et avec les périmètres déclarés sur le Mécanisme d'Ajustement et sur le dispositif NEBEF. En cas d'incohérence, RTE demandera au Titulaire d'EDC des informations complémentaires relatives aux différences de périmètre, et ne délivrera pas de Garanties de Capacité à hauteur d'une Puissance Disponible qui ne serait pas justifiable.

Les Titulaires d'EDC sont soumis aux dispositions de l'article 8 (« Volet Règlements financiers ») dès la signature du contrat de certification avec RTE sauf s'ils sont éligibles à l'article 4.1.2.1.2.

A partir du 15 janvier 2017, un processus de régularisation de la certification des EDC d'Effacement certifiées dans le cadre de l'article 4.1.2.1.1 est mis en œuvre par RTE et les GRD concernés. Avant le 15 mars 2017, les Titulaires d'EDC d'Effacement concernés doivent entamer une procédure de certification conforme aux articles 7.4 et 7.5.

L'intégralité des pièces justificatives doivent être collectées et transférées lors de ce processus de régularisation, afin de permettre le traitement des Demandes de certification par les GR concernés.

A l'issue de ce processus, les contrats entre Titulaires d'EDC et les GR concernés sont signés, et si besoin, un rééquilibrage de l'EDC est effectué, conformément à la procédure normale de demande de rééquilibrage définie à l'article 7.6.3.

4.1.2.2.2 Mesure simplificatrice n°2 : Assouplissement des possibilités de certification et de rééquilibrage pour les EDC d'Effacement constituées de Sites participant à l'Appel d'offres effacement pour l'Année 2017

Dans la suite du Texte, on désigne « Appel d'Offres Effacement » la procédure de contractualisation organisée pour une Année donnée, en application de l'article L. 321-12 du Code de l'énergie, et de l'article 168 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui a modifié l'article 7 de la loi NOME. Les Exploitants de Capacités d'Effacement participant à l'Appel d'Offres Effacement relatif à l'Année 2017 peuvent, avant la date limite du 30 novembre 2016 ou au plus tard 3 Jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif, effectuer une Demande de Certification de leur Capacité d'Effacement pour l'Année de Livraison 2017, comme Capacité d'Effacement En Projet avant les résultats de l'Appel D'offres effacement.

Cette Demande de certification spécifique :

- doit démontrer la candidature de l'Exploitant à l'Appel d'offres Effacement pour l'Année 2017 ;
- n'est pas soumise au dépôt d'une garantie bancaire, nonobstant les dispositions de l'article 7.4.3.2.

Les Titulaires d'EDC disposent d'un guichet de révision de leur Périmètre de Certification une Semaine après la publication par RTE des résultats de l'Appel d'Offres Effacement 2017.

Lors de ce guichet, les Titulaires d'EDC doivent indiquer s'ils maintiennent leur NCC au niveau déclaré lors de la Demande de Certification initiale, ou s'ils souhaitent procéder à un rééquilibrage de leur EDC, dans les conditions de l'article 7.6.3 des présentes Règles.

Ce rééquilibrage :

- s'il est à la hausse, donne lieu au paiement des frais de certification associés à cette hausse, dans les conditions de facturation du Contrat de Certification ;
- s'il est à la baisse ne donne pas lieu au paiement des frais de certification associés à cette baisse. Par ailleurs, RTE rembourse au Titulaire d'EDC concerné les frais acquittés pour les Certificats délivrés en sus.

RTE contrôle la cohérence entre le NCC retenu au guichet et les résultats de l'Appel d'Offres Effacements pour l'Année 2017.

4.1.2.3 Application en 2016 du Tunnel de Certification aux EDC certifiées pour l'Année de Livraison 2017 avant l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif

Conformément à la Décision d'Approbation, le NCC des EDC doit être conforme à un Tunnel de Certification, dont les modalités sont définies à l'article 7.3.1.3. Les Titulaires d'EDC ayant déjà fait certifier leurs Capacités avant l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif sont soumis aux dispositions décrites dans le présent article.

Pour les Capacités de Production issues des Filières Thermiques, le 1er décembre ou au plus tard 3 Jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif, RTE Notifie aux Titulaires d'EDC, le cas échéant, que le NCC de leurs EDC pour l'Année de Livraison 2017 n'est pas conforme au Tunnel de Certification, tel que défini à l'article 7.3.1.3.

Pour les Capacités de Production issues des autres Filières, RTE évalue la conformité au Tunnel de Certification pendant l'Année 2017.

Le processus décrit ci-dessous s'applique aux EDC composées de Capacités de Production issues des Filières Thermiques.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC inférieur à la borne basse du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} - (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3 des Règles entre le 9 janvier et le 9 février 2017. Les demandes de dérogation seront examinées à partir du 9 janvier 2017, de manière conforme à l'article 7.3.1.3.3.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC supérieur à la borne haute du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} + (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3 des Règles entre le 9 janvier et le 9 février 2017.

S'agissant de ces EDC, des mesures conservatoires s'appliquent dans l'attente de l'examen par RTE et la CRE des demandes de dérogation, prévu à l'article 7.3.1.3.3 :

- Le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC est placé, dans le registre des Garanties de Capacité, sur un compte dédié détenu par RTE en tant qu'administrateur du registre. Ces Garanties de Capacité sont immobilisées jusqu'à l'issue de la procédure de demande de dérogation.
- RTE met à jour le registre des Capacités Certifiées dans les meilleurs délais afin de ne pas comptabiliser le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC.
- En l'absence de dépôt d'une demande de dérogation au Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC avant le 9 février 2017, ce montant de Garanties de Capacité est détruit.
- RTE et la CRE examinent les demandes de dérogations reçues, conformément à l'article 7.3.1.3.3, entre le 9 janvier et le 9 mars 2017. Si à l'issue de cette période la CRE n'a pas rejeté le dossier de demande de dérogation, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est restitué au Titulaire de l'EDC. Dans le cas contraire, ce montant est détruit et les frais de certification correspondants sont remboursés au Titulaire de l'EDC.

4.1.2.4 Valeur des paramètres C_{AL}

Pour l'Année de Livraison 2017, le paramètre C_{AL} (article 7.1.4) est fixé à 1 pour l'ensemble des EDC.

4.1.2.5 Valeur des paramètres $C_{Filière,AL}$

Pour l'Année de Livraison 2017, les coefficients $C_{Filière,AL}$ pour les Filières « fil de l'eau », « éolien onshore », « éolien offshore » et « solaire » sont les suivants :

- $C_{Fil\ de\ l'eau,AL} = 0,85$;
- $C_{EolienOnshore,AL} = 0,70$;
- $C_{EolienOffshore,AL} = 0,70$;
- $C_{Solaire,AL} = 0,25$.

4.1.3 Volet Echanges et Registres

4.1.3.1 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2017, la Période d'Echanges commence le 5 décembre, ou au plus tard 3 Jours après l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif.

4.1.3.2 Nombre d'Enchères relative à l'Année de Livraison 2017

Pour l'Année de Livraison 2017, le nombre d'Enchères (telles que définies à l'article 7.12.1) réalisées avant l'Année de Livraison est égal à 1.

4.1.3.3 Registre des Garanties de Capacité

Pour l'Année de Livraison 2017, la publication des informations non-agrégées relatives aux Cessions de Garanties de Capacité est effectuée mensuellement et a minima avant et après chaque Enchère (telles que définies à l'article 7.12.1). Ces informations sont publiées Cession par Cession (seule l'identité des Parties n'est pas publiée).

4.1.3.4 Registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe

La première date limite de déclaration des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe pour l'Année de Livraison 2017, conformément à l'article 9.3, est fixée au 15 décembre 2016.

4.2 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2018

4.2.1 Volet Certification

4.2.1.1 Dates de Demande de Certification

Pour l'Année de Livraison 2018 :

- Une Capacité de Production Existante en Projet (article 7.1.6.2.1.3) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR au plus tard le 31 octobre 2017.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR à la plus tardive des deux dates suivantes :
    - deux Mois après sa date de Mise En Service ;
    - le 31 octobre 2017.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Projet (article 7.1.6.3.1.3) peut faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR au plus tard le 31 octobre 2017.
- La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service (article 7.1.6.3.2.1 et article 7.1.6.3.2.2), est effectuée au plus tard le 31 octobre 2017.

4.2.1.2 Certification des EDC d'Effacement

Afin de tenir compte des nouvelles modalités de l'Appel d'Offres Effacements, tel que défini à l'article 4.1.2.2.2, RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie d'étendre les Dates Limites de Certification des Capacités d'Effacement pour l'Année de Livraison 2018.

4.2.1.3 Première révision des paramètres du Tunnel de Certification, applicable à partir de l'Année de Livraison 2018

Sur la base du retour d'expérience des trois premiers Mois de l'Année de Livraison 2017, RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision, applicable à partir de l'Année de Livraison 2018, des paramètres du Tunnel de Certification (tels que définis à l'article 7.3.1.3.4).

Pour être valables à partir de l'Année de Livraison 2018, les valeurs des paramètres du Tunnel de Certification proposées doivent être approuvées par le ministre en charge de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 31 août 2017.

4.2.1.4 Application en 2017 du Tunnel de certification aux EDC déjà certifiées pour l'Année de Livraison 2018 avant l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif

Avant le 15 septembre 2017, RTE Notifie aux Titulaires d'EDC que le NCC déclaré pour l'Année de Livraison 2018 n'est pas conforme au Tunnel de Certification, tel que défini à l'article 7.3.1.3.

Les Titulaires d'EDC ayant reçu la Notification de RTE mentionné ci-dessus ont alors jusqu'au 15 octobre 2017 pour déposer une demande de rééquilibrage, afin que le NCC de leurs EDC soit conforme au Tunnel de Certification, ou pour déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification, conformément à l'article 7.3.1.3.3.

Ce rééquilibrage :

- s'il est à la hausse, donne lieu au paiement des frais de certification associés à cette hausse, dans les conditions de facturation du Contrat de Certification ;
- s'il est à la baisse ne donne pas lieu au paiement des frais de certification associés à cette baisse. Par ailleurs, RTE rembourse au Titulaire d'EDC concerné les frais acquittés pour les certificats délivrés en sus en 2015.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC inférieur à la borne basse du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} - (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder, à partir de l'envoi du courrier par RTE mentionné au 1er alinéa de cet article, à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3, avant le 15 octobre 2017.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC supérieur à la borne haute du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} + (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3 des Règles avant le 15 octobre 2017.

S'agissant de ces EDC, des mesures conservatoires s'appliquent avant l'expiration des délais d'examen par RTE et la CRE prévus à l'article 7.3.1.3.3 :

- Si le Titulaire de l'EDC a déposé une demande de dérogation, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC est placé, dans le registre des Garanties de Capacité, sur un compte dédié détenu par RTE en tant qu'administrateur du registre. Ces Garanties de Capacité sont immobilisées jusqu'à l'issue de la procédure de demande de dérogation.
- RTE met à jour le registre des Capacités Certifiées dans les meilleurs délais afin de ne pas comptabiliser le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC.
- Si à l'issue des délais d'examen du dossier par RTE et la CRE, conformément à l'article 7.3.1.3.3, celle-ci n'a pas rejeté le dossier de demande de dérogation, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est restitué au Titulaire de l'EDC. Dans le cas contraire, ce montant est détruit.
- En l'absence de dépôt d'une demande de dérogation au Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC avant le 15 octobre 2017, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est détruit.

4.2.1.5 Valeur des paramètres C_{AL}

Pour l'Année de Livraison 2018, le paramètre C_{AL} (article 7.1.4) est fixé à 1 pour l'ensemble des EDC.

4.2.1.6 Valeur des paramètres $C_{Filière,AL}$

Pour l'Année de Livraison 2017, les coefficients $C_{Filière,AL}$ pour les Filières « fil de l'eau », « éolien onshore », « éolien offshore » et « solaire » sont les suivants :

- $C_{Fil\ de\ l'eau,AL} = 0,85$;
- $C_{EolienOnshore,AL} = 0,70$;
- $C_{EolienOffshore,AL} = 0,70$;
- $C_{Solaire,AL} = 0,25$.

4.2.2 Volet Echanges et Registres

4.2.2.1 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2018, la Période d'Echanges commence le 20 octobre 2017.

4.2.2.2 Nombre d'Enchères relatives à l'Année de Livraison 2018

Pour l'Année de Livraison 2018, le nombre d'Enchères (telles que définies à l'article 7.12.1) réalisées avant l'Année de Livraison est au moins égal à 2.

4.3 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2019

4.3.1 Volet Obligation

4.3.1.1 Valeur et méthode de détermination de la Puissance Moyenne Seuil en vigueur à partir de l'Année de Livraison 2019

RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision de la méthodologie de détermination et de la valeur de la Puissance Moyenne Seuil (telle que définie à l'article 6.1.3), applicable à partir de l'Année de Livraison 2019.

Pour être valable pour l'Année de Livraison 2019, la valeur et la méthodologie proposées doivent être approuvées par le ministre en charge de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 1er janvier 2018.

4.3.2 Volet Certification

4.3.2.1 Dates de Demande de Certification

Pour l'Année de Livraison 2019 :

- Une Capacité de Production Existante en Projet (article 7.1.6.2.1.3) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR au plus tard le 31 octobre 2018.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR à la plus tardive des deux dates suivantes :
    - deux Mois après sa date de Mise En Service ;
    - le 31 octobre 2018.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Projet (article 7.1.6.3.1.3) peut faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR au plus tard le 31 octobre 2018.

- La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service (article 7.1.6.3.2.1 et article 7.1.6.3.2.2), est effectuée au plus tard le 31 octobre 2018.

4.3.2.2 Certification des Capacités de production intermittentes certifiées selon la méthode de certification basée sur le réalisé

S'agissant des EDC de Production soumises au régime dérogatoire de certification, conformément à l'article 7.2.2.1, et déjà certifiées pour l'Année de Livraison 2019 avant l'entrée en vigueur des présentes Règles selon la méthode de certification basée sur le réalisé, conformément à l'article 7.3.1, celles-ci devront procéder à un rééquilibrage obligatoire de leur NCC avant le 31 octobre 2017, afin de prendre en compte les modifications des valeurs des paramètres $C_{Filières}$ pour l'Année de Livraison 2019, tels que définis à l'article 7.1.5.

RTE et les GR concernés remboursent les frais de certifications acquittés pour les certificats délivrés en sus en 2015 aux Titulaires d'EDC concernés.

4.3.2.3 Application en 2017 du Tunnel de Certification aux EDC déjà certifiées pour l'Année de Livraison 2019 avant l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif

Avant le 15 septembre 2017, RTE Notifie aux Titulaires d'EDC que le NCC déclaré pour l'Année de Livraison 2019 n'est pas conforme au Tunnel de Certification, tel que défini à l'article 7.3.1.3.

Les Titulaires d'EDC ayant reçu la Notification de RTE mentionné ci-dessus ont alors jusqu'au 15 octobre 2017 pour déposer une demande de rééquilibrage, afin que le NCC de leurs EDC soit conforme au Tunnel de Certification, ou pour déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification, conformément à l'article 7.3.1.3.3.

Ce rééquilibrage :

- s'il est à la hausse, donne lieu au paiement des frais de certification associés à cette hausse, dans les conditions de facturation du Contrat de Certification ;
- s'il est à la baisse ne donne pas lieu au paiement des frais de certification associés à cette baisse. Par ailleurs, RTE rembourse au Titulaire d'EDC concerné les frais acquittés pour les certificats délivrés en sus en 2015.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC inférieur à la borne basse du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} - (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder, à partir de l'envoi du courrier par RTE mentionné au 1er alinéa de cet article, à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3, avant le 15 octobre 2017.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC supérieur à la borne haute du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} + (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3 des Règles avant le 15 octobre 2017.

S'agissant de ces EDC, des mesures conservatoires s'appliquent avant l'expiration des délais d'examen par RTE et la CRE prévus à l'article 7.3.1.3.3 :

- Le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC est placé, dans le registre des Garanties de Capacité, sur un compte dédié détenu par RTE en tant qu'administrateur du registre. Ces Garanties de Capacité sont immobilisées jusqu'à l'issue de la procédure de demande de dérogation.
- RTE met à jour le registre des Capacités Certifiées dans les meilleurs délais afin de ne pas comptabiliser le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC.
- Si à l'issue des délais d'examen du dossier par RTE et la CRE, conformément à l'article 7.3.1.3.3, celle-ci n'a pas rejeté le dossier de demande de dérogation, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est restitué au Titulaire de l'EDC. Dans le cas contraire, ce montant est détruit.
- En l'absence de dépôt d'une demande de dérogation au Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC avant le 15 octobre 2017, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est détruit.

4.3.3 Volet Echanges et Registres

4.3.3.1 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2019, la Période d'Echanges commence le 20 octobre 2017.

4.3.3.2 Nombre d'Enchères relatives à l'Année de Livraison 2019

Pour l'Année de Livraison 2019, le nombre d'Enchères (telles que définies à l'article 7.12.1) réalisées avant l'Année de Livraison est au moins égal à 7.

4.4 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2020

4.4.1 Volet Certification

4.4.1.1 Dates de Demande de Certification

Pour l'Année de Livraison 2020, nonobstant les Capacités déjà certifiées à la date de l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif :

- Une Capacité de Production Existante en Service (article 7.1.6.2.1.4) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR (selon les modalités de l'article 7.4), entre le 1er janvier 2018 et le 31 octobre 2018.
- Une Capacité de Production Existante en Projet (article 7.1.6.2.1.3) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et le 31 octobre 2019.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et la plus tardive des deux dates suivantes :
    - deux Mois après sa date de Mise En Service ;
    - le 31 octobre 2019.

- Une Nouvelle Capacité de Production en Projet (article 7.1.6.3.1.3) peut faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et le 31 octobre 2019.
- La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service (article 7.1.6.3.2.1 et article 7.1.6.3.2.2), est effectuée entre le 1er janvier 2018 et le 31 octobre 2019.

4.4.1.2 Seconde révision des paramètres du Tunnel de certification, applicable à partir de l'Année de Livraison 2020

RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une seconde révision, applicable à partir de l'Année de Livraison 2020, des paramètres du Tunnel de Certification, tels que définis à l'article 7.3.1.3.4.

Pour être valables à partir de l'Année de Livraison 2020, les valeurs des paramètres du Tunnel de Certification proposées doivent être approuvées par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 31 mai 2019.

Des modalités d'application du Tunnel de Certification aux EDC déjà certifiées sont alors proposées.

4.4.1.3 Application en 2018 du Tunnel de certification aux EDC déjà certifiées pour l'Année de Livraison 2020 avant l'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif

Avant le 15 février 2018, RTE envoie un courrier aux Titulaires d'EDC dont le NCC pour l'Année de Livraison 2020 des EDC n'est pas conforme au Tunnel de Certification, tel que défini à l'article 7.3.1.3.

Les Titulaires d'EDC ayant reçu la Notification de RTE mentionné ci-dessus ont jusqu'au 15 mars 2018 pour déposer une demande de rééquilibrage, afin que le NCC de leurs EDC soit conforme au Tunnel de Certification, ou pour déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification, conformément à l'article 7.3.1.3.3.

Ce rééquilibrage :

- s'il est à la hausse, donne lieu au paiement des frais de certification associés à cette hausse, dans les conditions de facturation du Contrat de Certification ;
- s'il est à la baisse ne donne pas lieu au paiement des frais de certification associés à cette baisse. Par ailleurs, RTE rembourse au Titulaire d'EDC concerné les frais acquittés pour les certificats délivrés en sus en 2015.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC inférieur à la borne basse du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} - (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder, à partir de l'envoi du courrier par RTE mentionné au 1er alinéa de cet article, à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3, avant le 15 mars 2018.

Un Titulaire d'une EDC de Production de NCC supérieur à la borne haute du Tunnel de Certification (à savoir $[ValeurRéférence_{AL,EDC} + (PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière})]$, telle que définie à l'article 7.3.1.3), souhaitant déroger au Tunnel de Certification et donc ne pas procéder à une demande de rééquilibrage dans le Tunnel, est tenu de procéder à une demande de dérogation conforme à l'article 7.3.1.3.3 des Règles avant le 15 mars 2018.

S'agissant de ces EDC, des mesures conservatoires s'appliquent avant l'expiration des délais d'examen par RTE et la CRE prévus à l'article 7.3.1.3.3 :

- Le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC est placé, dans le registre des Garanties de Capacité, sur un compte dédié détenu par RTE en tant qu'administrateur du registre. Les Garanties de Capacités sont immobilisées jusqu'à l'issue de la procédure de dérogation.
- RTE met à jour le registre des Capacités Certifiées dans les meilleurs délais afin de ne pas comptabiliser le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC ou son RPC.
- Si à l'issue des délais d'examen du dossier par RTE et la CRE, conformément à l'article 7.3.1.3.3, celle-ci n'a pas rejeté le dossier de demande de dérogation, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est restitué au Titulaire de l'EDC. Dans le cas contraire, ce montant est détruit.
- En l'absence de dépôt d'une demande de dérogation au Tunnel de Certification par le Titulaire de l'EDC avant le 15 mars 2018, le montant de Garanties de Capacité détenu en sus par rapport à la borne haute du Tunnel de Certification est détruit.

4.4.2 Volet Echanges et Registres

4.4.2.1 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2020, la Période d'Echanges commence le 20 mars 2018.

4.4.2.2 Nombre d'Enchères relatives à l'Année de Livraison 2020

Pour l'Année de Livraison 2020, le nombre d'Enchères (telles que définies à l'article 7.12.1) réalisées avant l'Année de Livraison est au moins égal à 7.

4.5 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2021

4.5.1 Volet Certification

4.5.1.1 Dates de Demande de Certification

Pour l'Année de Livraison 2021 :

- Une Capacité de Production Existante en Service (article 7.1.6.2.1.4) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR (selon les modalités de l'article 7.4), entre le 1er janvier 2018 et le 31 octobre 2018.
- Une Capacité de Production Existante en Projet (article 7.1.6.2.1.3) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et la plus tardive des deux dates suivantes :
    - deux Mois après sa date de Mise En Service ;
    - deux Mois avant le début de la Période de Livraison de l'Année de Livraison considérée.

- Une Nouvelle Capacité de Production en Projet (article 7.1.6.3.1.3) peut faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.
- La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service (article 7.1.6.3.2.1 et article 7.1.6.3.2.2), est effectuée entre le 1er janvier 2018 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.

4.5.2 Volet Echanges et Registres

4.5.2.1 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2021, la Période d'Echanges commence le 20 mars 2018.

4.5.2.2 Nombre d'Enchères relatives à l'Année de Livraison 2021

Pour l'Année de Livraison 2021, le nombre d'Enchères (telles que définies à l'article 7.12.1) réalisées avant l'Année de Livraison est au moins égal à 11.

4.6 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2022

4.6.1 Volet Certification

4.6.1.1 Dates de Demande de Certification

Pour l'Année de Livraison 2022 :

- Une Capacité de Production Existante en Service (article 7.1.6.2.1.4) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR (selon les modalités de l'article 7.4), entre le 1er janvier 2018 et le 31 octobre 2018.
- Une Capacité de Production Existante en Projet (article 7.1.6.2.1.3) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et la plus tardive des deux dates suivantes :
    - deux Mois après sa date de Mise En Service ;
    - deux Mois avant le début de la Période de Livraison de l'Année de Livraison considérée.
- Une Nouvelle Capacité de Production en Projet (article 7.1.6.3.1.3) peut faire l'objet d'une Demande de Certification, Notifiée au GR entre le 1er janvier 2018 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.
- La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service (article 7.1.6.3.2.1 et article 7.1.6.3.2.2), est effectuée entre le 1er janvier 2018 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.

4.6.1.2 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2022, la Période d'Echanges commence le 20 mars 2018.

4.6.1.3 Nombre de sessions d'Enchères relatives à l'Année de Livraison 2022

Pour l'Année de Livraison 2022, le nombre d'Enchères (telles que définies à l'article 7.12.1) réalisées avant l'Année de Livraison est au moins égal à 15.

5 ELEMENTS CALENDAIRES

5.1 Dates commune du dispositif

5.1.1 Début d'Année de Livraison

Le Début de l'Année de Livraison est le 1er janvier de l'Année AL.

5.1.2 Fin d'Année de Livraison

La fin de l'Année de Livraison AL (FAL) est le 31 Décembre de l'année AL.

5.1.3 Période de Livraison

La Période de Livraison est constituée de deux périodes :

- la première période de la Période de Livraison débute le 1er Janvier de l'année AL et se termine le 31 Mars de l'année AL ;
- la seconde période débute le 1er Novembre de l'année AL et se termine le 31 décembre de l'année AL.

5.2 Dates du volet « Obligation »

5.2.1 Date limite de déclaration de l'Obligation pré-estimée par l'Acteur Obligé

La date limite de déclaration de l'Obligation pré-estimée d'une Année de Livraison AL par l'Acteur Obligé est le 31 octobre AL-1.

5.2.2 Date limite de Notification de l'Obligation estimée par les Gestionnaires de Réseau

La date limite de Notification de l'Obligation estimée d'une Année de Livraison AL est la Fin de Période de Livraison + 12 Mois.

5.2.3 Date limite de Notification de l'Obligation

La date limite de Notification de l'Obligation d'une Année de Livraison AL est le 1er mars de l'année AL+3.

5.2.4 Date limite de Cession

La Date Limite de Cession d'une Année de Livraison AL donnée est le 15 mars de l'année AL+3.

5.3 Dates du volet « Certification »

5.3.1 Date de début de Demande de Certification

La date de début de Demande de Certification d'une Année de Livraison AL pour une Capacité Existante pour l'année AL est le 1er janvier de l'année AL-4, à partir de la quatrième Année de Livraison.

5.3.2 Date limite de Demande de Certification

La date limite de Demande de Certification dépend du type de la Capacité.

Les dates limites de Demande de Certification sont précisées à l'article 7.4.2.

5.3.3 Date limite de demande de rééquilibrage

La date limite de demande de rééquilibrage d'une Année de Livraison AL est le 15 Janvier de l'année AL+1.

5.4 Dates du volet « Règlements financiers »

5.4.1 Date limite de Notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés

La date limite de Notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés d'une Année de Livraison AL est le 20 mars de l'année AL+3.

5.4.2 Date limite des règlements financiers relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés

La date limite des règlements versés par les Acteurs Obligés est le 15 avril de l'année AL+3.

5.4.3 Date limite de recouvrement des Acteurs Obligés

La date limite de Recouvrement d'une Année de Livraison AL est le 15 mai de l'année AL+3.

5.4.4 Date limite de Notification de l'Ecart du Responsable de Périmètre de Certification

La date limite des de Notification de l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL est le 1er mars de l'année AL+3.

5.4.5 Date limite des règlements financiers versés par les RPC

La date limite des règlements financiers versés par les RPC pour Année de Livraison AL est le 15 avril de l'année AL+3.

5.4.6 Date limite de recouvrement d'un RPC

La date limite de recouvrement d'une Année de Livraison AL est le 15 mai de l'année AL+3.

6 VOLET OBLIGATION

6.1 Paramètres communs aux Acteurs Obligés pour le calcul de l'Obligation

6.1.1 Période de Pointe PP1

6.1.1.1 Principes retenus pour la sélection des Jours signalés par RTE

RTE se fonde sur des prévisions de consommation nationale du Jour pour le lendemain pour la sélection, ou non, des Jours de la Période de Pointe PP1. Les Jours de PP1 sont sélectionnés par RTE sur un critère de consommation, de sorte à intégrer au mieux les Heures de plus forte consommation de la Période de Livraison.

Le critère consommation utilisé pour la sélection d'un Jour PP1 se fonde sur :

- des distributions statistiques de consommations possibles à cette période de l'année, élaborées par RTE sur la base des chroniques de température du Référentiel de Météo France et de prévisions météorologiques moyen terme ;
- de la prévision de consommation nationale élaborée la veille pour le lendemain par RTE sur la base des prévisions court terme de Température et de nébulosité de Météo France.

6.1.1.2 Plage horaire retenue d'un Jour signalé

Les Heures retenues d'un Jour de PP1 sont les Heures des plages [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[du Jour concerné.

6.1.1.3 Jours éligibles

Les Jours de PP1 ne peuvent être sélectionnés que parmi les Jours Ouvrés de la Période de Livraison de l'Année de Livraison à l'exclusion des vacances scolaires de noël de l'Année de Livraison telles que définies dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire national en vigueur.

Les Jours de PP1 sont signalés le Jour précédent, (noté J-1 dans la suite des Règles), à 9h30. Les modalités de publication du signal sont conformes aux dispositions de l'article 10.2.1.

6.1.1.4 Nombre de Jours PP1

Le nombre de Jours de PP1 pour une Année de Livraison est compris entre 10 et 15.

6.1.2 La Température Extrême

6.1.2.1 Principe

La Température Extrême est une chronique de 20 valeurs sur chaque Pas Demi Horaire de la plage [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[.

La Température extrême vise à répondre aux deux principes suivants :

- Elle contribue à traduire le niveau de risque contre lequel le système cherche à se couvrir (critère défini par l'article 11 du décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité par les pouvoirs publics, noté critère défini par les pouvoirs publics dans la suite des Règles).

- Elle reflète l'aléa thermosensible du système de sorte à faire porter le plus justement l'aléa thermosensible sur les Consommateurs qui le génèrent.

6.1.2.2 Méthodologie retenue

La Température Extrême est déterminée par RTE sur la base d'une analyse de la situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté, au regard du critère défini par les pouvoirs publics. Pour cela, RTE mène des études d'adéquation sur la base d'un très grand nombre de scenarii représentatifs des aléas pouvant affecter le système électrique. Ces études d'adéquation utilisent un parc de référence assurant le respect de critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

La méthodologie retenue pour déterminer la Température Extrême se fonde sur une étude de sensibilité autour de cette situation prévisionnelle du système électrique français respectant le critère de sécurité d'approvisionnement. Il s'agit notamment de comparer l'apport en termes de contribution au risque de défaillance d'un profil de consommation non thermosensible comparativement à celui d'une consommation purement thermosensible. La température ainsi obtenue est associée au référentiel climatique de Météo France de sorte à être traduite parmi l'ensemble des situations possibles du climat actuel. La Température Extrême ainsi déterminée assure une juste attribution de l'aléa climatique aux Consommateurs thermosensibles.

6.1.2.3 Valeur de la Température Extrême

La Température Extrême prend les valeurs demi-horaires suivantes :

Pas Demi Horaire UTC	**Température Extrême (°C)**
1	-3.6
2	-3.6
3	-3.6
4	-3.7
5	-3.7
6	-3.7
7	-3.8
8	-3.8
9	-3.9
10	-3.9
11	-4.0
12	-4.0
13	-4.0

Pas Demi Horaire UTC	**Température Extrême (°C)**
14	-3.8
15	-3.7
16	-3.6
17	-3.5
18	-3.4
19	-3.3
20	-3.1
21	-2.7
22	-2.4
23	-2.1
24	-1.9
25	-1.8
26	-1.8

Pas Demi Horaire UTC	Température Extrême (°C)
27	-1.7
28	-1.7
29	-1.6
30	-1.6
31	-1.6
32	-1.8
33	-2.0
34	-2.2
35	-2.3
36	-2.6
37	-2.8

Pas Demi Horaire UTC	Température Extrême (°C)
38	-2.9
39	-3.1
40	-3.3
41	-3.3
42	-3.4
43	-3.5
44	-3.6
45	-3.6
46	-3.6
47	-3.6
48	-3.6

6.1.2.4 Révision de la Température Extrême

Pour chaque Année de Livraison, la valeur de la Température Extrême peut être révisée, conformément aux principes de l'article 6.1.2.1 et à la méthode de l'article 6.1.2.2.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision de la Température Extrême, pour une Année de Livraison AL.

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la valeur proposée doit être approuvée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 1er janvier de l'Année AL-4.

La nouvelle valeur ou la valeur reconduite de la Température Extrême est publiée conformément aux modalités de l'article 10.1.2.

Ce paramètre est ensuite stable pendant tout l'Exercice, sauf évolution du cadre réglementaire imposant une révision exceptionnelle de la valeur de ce paramètre.

6.1.3 Puissance Moyenne Seuil

6.1.3.1 Principe

La Puissance Moyenne Seuil est un critère permettant d'objectiver l'appartenance ou non d'un Consommateur dont le Site est Télérelevé et raccordé au RPD à la catégorie Thermosensible ou non Thermosensible.

Il est établi de sorte que son application respecte des principes de stabilité et de représentativité au regard des valeurs des Gradients de chaque catégorie Thermosensible ou non Thermosensible, et de représentativité au regard de la valeur du Gradient de l'ensemble des Consommateurs Télérelevés raccordés au RPD.

6.1.3.2 Valeur de la Puissance Moyenne Seuil

La Puissance Moyenne Seuil vaut 175 kW.

6.1.3.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, la valeur de la Puissance Moyenne Seuil peut être révisée, conformément aux principes de l'article 6.1.3.1.

Le cas échéant, après consultation des GRD, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision de la Puissance Moyenne Seuil, pour une Année de Livraison AL.

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la valeur proposée doit être approuvée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 1er janvier de l'Année AL-4.

La nouvelle valeur ou la valeur reconduite de la Puissance Moyenne Seuil est publiée conformément aux modalités de l'article 10.1.

Ce paramètre est ensuite stable pendant tout l'Exercice, sauf évolution du cadre réglementaire imposant une révision exceptionnelle de la valeur de ce paramètre.

6.1.4 Coefficient de sécurité

6.1.4.1 Principe

Conformément à l'article 3 du Décret, le coefficient de sécurité est établi de sorte à assurer la cohérence entre le niveau des Obligations de Capacité des Acteurs Obligés et le niveau de Garanties de Capacité allouées aux Exploitants de Capacités. Il prend notamment en compte la contribution de l'interconnexion du marché français de l'électricité avec les autres marchés européens.

6.1.4.2 Méthode

Le coefficient de Sécurité est déterminé par RTE sur la base de l'analyse d'une situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté, au regard du critère défini par les pouvoirs publics. Pour cela, RTE mène des études d'adéquation sur la base d'un très grand nombre de scenarii représentatifs des aléas pouvant affecter le système électrique.

Ces études d'adéquation utilisent un parc de référence assurant le respect de critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. Ce parc est déterminé pour un système électrique français interconnecté : il prend donc en compte la contribution des interconnexions. Le coefficient de sécurité est alors défini de sorte à ce que le besoin global prévisionnel permettant de satisfaire l'obligation de Capacité de tous les Acteurs Obligés soit égal au niveau de Capacité du parc de référence.

6.1.4.3 Valeur du Coefficient de Sécurité

Le coefficient de sécurité vaut 0,93.

6.1.4.4 Révision

Pour chaque Année de Livraison, la valeur du coefficient de sécurité peut être révisée, conformément aux principes de l'article 6.1.4.1 et à la méthode de l'article 6.1.4.2.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision du coefficient de sécurité, pour une Année de Livraison AL.

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la valeur proposée doit être approuvée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 1er janvier de l'Année AL-4.

La nouvelle valeur ou la valeur reconduite du coefficient de sécurité est publiée conformément aux modalités de l'article 10.1, sans préjudice des dispositions des articles 3.2.1 et 3.2.3.

Ce paramètre est ensuite stable pendant tout l'Exercice, sauf évolution du cadre réglementaire imposant une révision exceptionnelle du coefficient de sécurité, notamment pour prendre en compte la Décision d'Approbation ou une révision du Décret.

6.2 Périmètre d'un Acteur Obligé

Le Périmètre d'un Acteur Obligé est le référentiel utilisé pour le calcul de l'Obligation de l'Acteur Obligé.

Il s'agit d'un ensemble constitué de Sites de Soutirages et/ou d'Acheteurs de Pertes, pouvant évoluer dans le temps, et géré par les GR.

6.2.1 Type d'Acteur Obligé

En application de l'article L. 335-1 alinéas 1 et 2 du Code de l'énergie, les Acteurs Obligés sont de trois types : Fournisseur, Acheteur de Pertes Obligé et Consommateur Obligé.

6.2.1.1 Cas des Acteurs Obligés de type Fournisseur

Les Fournisseurs en exercice, au titre des Consommateurs finals et des Acheteurs de Pertes qu'ils approvisionnent en électricité (exceptés ceux auxquels ils ont transféré leur Obligation de Capacité conformément à l'article L.335-5 du Code de l'énergie) et des Consommateurs finals et Acheteurs de Pertes qui leur ont transmis leur Obligation de Capacité (conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie), sont tenus de conclure un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé avec RTE et un contrat GRD-Acteur Obligé auprès de chaque GRD au réseau duquel sont raccordés les Sites rattachés à leur Périmètre de Fournisseur pour le calcul de leur Obligation.

Il sera demandé, le cas échéant, copie des contrats de transfert d'Obligation de Capacité des Acheteurs de Pertes ou des Consommateurs Finals au Fournisseur concerné, conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie.

La conclusion d'un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé avec RTE vaut ouverture d'un Périmètre Acteur Obligé. La conclusion d'un contrat GRD-Acteur Obligé vaut ouverture d'un sous-Périmètre Acteur Obligé.

S'agissant d'une ELD pour laquelle les rôles d'Acteur Obligé de type Fournisseur et de GRD ne sont pas portés par deux personnes morales distinctes, celle-ci signe, en lieu et place du contrat GRD-Acteur obligé, une lettre d'engagement à respecter des dispositions similaires à celles d'un contrat GRD-Acteur Obligé.

6.2.1.2 Cas des Acteurs Obligés de type Acheteurs de Pertes Obligé

Les Acheteurs de Pertes, qui pour tout ou partie de leur pertes s'approvisionnent directement sur les marchés de l'électricité (et qui n'ont pas tranféré l'ensemble de leur Obligation de Capacité au titre de l'article L. 335-5 du Code de l'énergie à un Fournisseur), sont tenus de conclure un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé avec RTE.

De même, les Acheteurs de Pertes qui se sont vus transmettre par un ou plusieurs de leurs Fournisseurs une partie de l'Obligation relative à leurs pertes, conformément à l'article L.335-5 du Code de l'énergie, sont tenus de conclure un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé avec RTE. Il sera demandé, dans ce cas, copie des contrats de transfert d'Obligation de Capacité du ou des Fournisseurs à l'Acheteur de Pertes concerné, conformément à l'article L 335-5 du Code de l'énergie.

La conclusion d'un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé avec RTE vaut ouverture d'un Périmètre Acteur Obligé.

6.2.1.3 Cas des Acteurs Obligés de type Consommateur Obligé

Les Consommateurs finals, qui pour tout ou partie de leur Consommation s'approvisionnent directement sur les marchés de l'électricité (et qui n'ont pas transféré leur Obligation de Capacité au titre de l'article L. 335-5 du Code de l'énergie à un Fournisseur) sont tenus de conclure un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé de type Consommateur Obligé avec RTE. Ils sont également tenus de conclure un contrat GRD-Acteur Obligé auprès de chaque GRD au réseau duquel sont raccordés les Sites rattachés à leur Périmètre de Consommateur Obligé pour le calcul de leur Obligation.

De même, les Consommateurs final qui se sont vus transmettre par un ou plusieurs de leurs Fournisseurs un partie de l'Obligation relative à leurs consommation, sont tenus de conclure un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé de type Consommateur Obligé avec RTE. Ils sont également tenus de conclure un contrat GRD-Acteur Obligé auprès de chaque GRD au réseau duquel sont raccordés les Sites rattachés à leur Périmètre de Consommateur Obligé pour le calcul de leur Obligation. Il sera demandé, dans ce cas, copie des contrats de transfert d'Obligation de Capacité du ou des Fournisseurs au Consommateur Final concerné, conformément à l'article L 355-5 du Code de l'énergie.

La conclusion d'un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé avec RTE vaut ouverture d'un Périmètre Acteur Obligé. La conclusion d'un contrat GRD-Acteur Obligé vaut ouverture d'un sous-Périmètre Acteur Obligé.

6.2.2 Type de Périmètre d'Acteur Obligé

6.2.2.1 Périmètre Fournisseur

Le Périmètre Fournisseur est le référentiel utilisé pour le calcul de la Puissance de Référence du Fournisseur, pour chacun des GR au réseau duquel sont raccordés des Sites de Soutirage que le Fournisseur rattache à son Périmètre Fournisseur pour le calcul de son Obligation de Capacité. En plus des Sites de Soutirage, le Périmètre d'un Fournisseur peut se voir rattacher ou non des Acheteurs de Pertes.

6.2.2.2 Périmètre Consommateur Obligé

Le Périmètre Consommateur Obligé est le référentiel utilisé pour le calcul de la Puissance de Référence du Consommateur Obligé, pour chacun des GR au réseau duquel sont raccordés des Sites que le Consommateur Obligé rattache à son Périmètre de Consommateur Obligé pour le calcul de son Obligation de Capacité.

6.2.2.3 Périmètre d'Acheteur de Pertes Obligé avec Acheteur de Pertes

Un Périmètre d'Acheteur de Pertes Obligé est le référentiel utilisé pour le calcul de la Puissance de Référence d'un Acheteur de Pertes Obligé. Il peut se voir rattacher ou non un ou plusieurs Acheteurs de Pertes.

6.2.3 Appartenance d'un Site de Soutirage ou d'un Acheteur de Pertes à un Périmètre d'Acteur Obligé et responsabilité sur la couverture de l'Obligation de Capacité liée au Site de Soutirage ou à l'Acheteur de Pertes

Sur un Jour donné d'une Année de Livraison, un Site de Soutirage ou un Acheteur de Pertes ne peut appartenir qu'à un Périmètre d'Acteur d'Obligé.

6.2.3.1 Site de Soutirage faisant l'objet d'un Contrat Unique

Un Site de Soutirage raccordé au Réseau d'un GR et faisant l'objet d'un Contrat Unique, est obligatoirement rattaché au Périmètre du Fournisseur signataire du Contrat Unique dont le Site de Soutirage fait l'objet.

Le Consommateur titulaire d'un Contrat Unique, ou son Fournisseur, n'a pas à effectuer de démarche spécifique auprès du GR pour le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du Fournisseur.

Le Consommateur titulaire d'un Contrat Unique, ou son Fournisseur, ne sont pas soumis aux dispositions de l'article 6.2.4.

Les changements de Périmètre Acteur Obligé d'un Site de Soutirage faisant l'objet d'un Contrat Unique s'effectuent en cohérence avec les dates d'effet du Contrat Unique dont le Site de Soutirage fait l'objet.

6.2.3.2 Site de Soutirage ne faisant pas l'objet d'un Contrat Unique

Un Site de Soutirage ne faisant pas l'objet d'un Contrat Unique est rattaché au Périmètre d'un Acteur Obligé, conformément aux déclarations de rattachement et de retrait du Site de Soutirage, et/ou du Fournisseur du Site de Soutirage.

Les Notifications de l'article 6.2.3 sont effectuées auprès du GR auquel le Site concerné est raccordé.

6.2.3.2.1 Cas des Consommateurs n'étant pas Consommateurs Obligés

Un Consommateur mono-Fournisseur, ne faisant pas l'objet d'un Contrat Unique et qui n'est pas Consommateur Obligé, conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie, est rattaché au Périmètre de son Fournisseur.

Un Consommateur multi-Fournisseur et qui n'est pas Consommateur Obligé, conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie, choisit le Fournisseur au Périmètre auquel il est rattaché. Ses autres Fournisseurs demeurent responsables de la couverture de l'Obligation de Capacité liée à la part de consommation d'énergie du Consommateur pour laquelle ils sont responsables de la fourniture. Dans le cas où, au cours de l'Année de Livraison, le Consommateur n'a pas reçu la fourniture d'énergie qui lui revenait contractuellement de la part d'un de ses Fournisseurs autre que celui au Périmètre duquel il est rattaché, il le signale à RTE en fournissant des preuves contractuelles concernant la part d'approvisionnement due par ledit Fournisseur, afin que RTE soit en mesure de transférer au Consommateur l'information concernant l'écart correspondant à ce défaut dudit Fournisseur. La gestion des écarts entre le Site et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.2.3.2.2 Cas des Consommateurs Obligés

Un Consommateur Obligé est rattaché à son propre Périmètre de Consommateur Obligé, pour la part d'énergie qu'il consomme en dehors d'un contrat de fourniture.

Son/ses Fournisseur(s) éventuel(s) demeure(nt) responsable(s) de la couverture de l'Obligation de Capacité liée à la part de consommation d'énergie du Consommateur pour laquelle il(s) est/sont responsable(s) en application de son/leur contrat de fourniture. Dans le cas où, au cours de l'Année de Livraison, le Consommateur n'a pas reçu la fourniture d'énergie qui lui revenait contractuellement de la part d'un de ses Fournisseurs, il le signale à RTE en fournissant des preuves contractuelles, afin que RTE soit en mesure de transférer au Consommateur l'information concernant l'écart correspondant à ce défaut dudit Fournisseur. La gestion des écarts entre le Site et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.2.3.3 Acheteurs de Pertes

Un Acheteur de Pertes est rattaché au Périmètre d'un Acteur Obligé, conformément aux déclarations de rattachement et de retrait de l'Acheteur de Pertes et/ou du Fournisseur de l'Acheteur de Pertes.

6.2.3.3.1 Cas des Acheteurs de Pertes n'étant pas Acheteur de Pertes Obligé

Un Acheteur de Pertes mono-Fournisseur et qui n'est pas Acheteur de Pertes Obligé conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie est obligatoirement rattaché au Périmètre de son Fournisseur.

Un Acheteur de Pertes multi-Fournisseur et qui n'est pas Acheteur de Pertes Obligé conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie choisit le Fournisseur au Périmètre duquel il est rattaché. Ses autres Fournisseurs demeurent responsables de la couverture de l'Obligation de Capacité liée à la part des pertes de l'Acheteur de Pertes pour laquelle ils sont responsables de la fourniture d'énergie. Dans le cas où, au cours de l'Année de Livraison, l'Acheteur de Pertes n'a pas reçu la fourniture d'énergie qui lui revenait contractuellement de la part d'un de ses Fournisseurs autre que celui au Périmètre duquel il est rattaché, il le signale à RTE en fournissant des preuves contractuelles, afin que afin que RTE soit en mesure de transférer à l'Acheteur de Pertes l'information concernant l'écart correspondant à ce défaut dudit Fournisseur. La gestion des écarts entre l'Acheteur de Pertes et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.2.3.3.2 Cas des Acheteurs de Pertes Obligés

Un Acheteur de Pertes Obligé est rattaché à son propre Périmètre d'Acheteur de Pertes Obligé, pour la part d'énergie qu'il consomme en dehors d'un contrat de fourniture.

Son/es Fournisseur(s) éventuel(s) demeure(nt) responsable(s) de la couverture de l'Obligation de Capacité liée à la part de consommation d'énergie du Consommateur pour laquelle il(s) est/sont responsable(s) en application de son/leur contrat de fourniture. Dans le cas où, au cours de l'Année de Livraison, l'Acheteur de Pertes n'a pas reçu la fourniture d'énergie qui lui revenait contractuellement de la part d'un de ses Fournisseurs, il le signale à RTE en fournissant des preuves contractuelles, afin que RTE soit en mesure de transférer à l'Acheteur de Pertes l'information concernant l'écart correspondant à ce défaut dudit Fournisseur. Les clauses contractuelles entre l'Acheteur de Pertes et le Fournisseur concerné couvrent les modalités de transmission des flux financiers associés à cet écart. La gestion des écarts entre l'Acheteur de Pertes et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.2.4 Rattachement à un Périmètre d'Acteur Obligé, changement de Périmètre d'Acteur Obligé et retrait d'un Périmètre d'Acteur Obligé

pour un Site de Soutirage

6.2.4.1 Rattachement d'un Site de Soutirage à un Périmètre d'Acteur Obligé

Un Site de Soutirage peut être uniquement rattaché à un Périmètre d'Acteur Obligé de type Fournisseur ou Consommateur Obligé, dans les conditions prévues par les articles L.335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie :

- Cas du rattachement du Site de Soutirage à un Périmètre Acteur Obligé de type Fournisseur :
    - Le Consommateur, ou l'Acteur Obligé de type Fournisseur en son nom, Notifie au GR, pour le Site de Soutirage rattaché au Consommateur, un accord de rattachement à l'Acteur Obligé de type Fournisseur, conformément au modèle de l'Annexe 3, et dûment signé par l'Acteur Obligé de type Fournisseur et le Consommateur. Le rattachement au Périmètre du Fournisseur prend effet à la date mentionnée dans l'accord de rattachement.
    - La Notification du rattachement auprès du GR concerné est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord de rattachement.
- Cas du rattachement du Site de Soutirage à son propre Périmètre Acteur Obligé de type Consommateur Obligé :
    - Le Consommateur Notifie au GR, pour le Site de Soutirage qui lui est rattaché, un accord de rattachement ou une déclaration de rattachement à son Périmètre d'Acteur Obligé de type Consommateur Obligé, respectant les dispositions du modèle joint en Annexe 3, et dûment signé par lui-même. Le rattachement au Périmètre du Consommateur Obligé prend effet à la date mentionnée dans l'accord/la déclaration de rattachement.
    - La Notification auprès du GR concerné est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord de rattachement.

6.2.4.2 Changement de Périmètre d'Acteur Obligé d'un Site de Soutirage

Les changements de Périmètre d'Acteur Obligé peuvent avoir lieu jusqu'à la fin de l'Année de Livraison, dans les conditions prévues par les articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie.

Un Consommateur associé à un Site de Soutirage, qui change le Périmètre d'Acteur Obligé auquel est rattaché ce Site de Soutirage, ou le cas échéant le nouvel Acteur Obligé en son nom, Notifie au GR auquel le Site de Soutirage est raccordé un accord de rattachement au Périmètre du nouvel Acteur Obligé pour le Site de Soutirage concerné, conformément au modèle de l'Annexe 3 et dûment signé par le Consommateur et le Nouvel Acteur Obligé.

Le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du nouvel Acteur Obligé prend effet à la date mentionnée dans l'accord de rattachement.

La Notification du rattachement auprès du GR concerné est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord de rattachement.

Le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du nouvel Acteur Obligé entraîne le retrait du Site de Soutirage du Périmètre de l'ancien Acteur Obligé.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés à compter de la Notification du rattachement au Périmètre du nouvel Acteur Obligé, le GR concerné Notifie à l'ancien Acteur Obligé le Site de Soutirage concerné par le Changement de Périmètre, ainsi que la date à laquelle ce retrait prend effet.

6.2.4.3 Retrait d'un Site de Soutirage d'un Périmètre

Un Acteur Obligé peut retirer un Site de Soutirage de son Périmètre, dans les conditions prévues par les articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie. Il le Notifie au GR au moyen du modèle joint en Annexe 4, dument signé par lui-même et le Consommateur du Site concerné.

Le retrait du Site de Soutirage du Périmètre prend effet à la date mentionnée dans la déclaration de retrait.

La Notification du retrait auprès du GR concerné doit être effectuée au plus tard 1 Mois après la date mentionnée dans la déclaration de retrait.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés à compter de la Notification du retrait par l'Acteur Obligé, le GR concerné Notifie au Consommateur le retrait des Sites concernés du Périmètre auquel il était rattaché, ainsi que la date à laquelle ce retrait prend effet.

6.2.5 Rattachement à un Périmètre d'Acteur Obligé, changement de Périmètre d'Acteur Obligé et retrait d'un Périmètre d'Acteur Obligé pour un Acheteur de Pertes

6.2.5.1 Rattachement d'un Acheteur de Pertes à un Périmètre

Un Acheteur de Pertes peut uniquement être rattaché à un Périmètre Acteur Obligé de type Fournisseur ou Acheteur de Pertes Obligé, dans les conditions prévues par les articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie :

- Cas du rattachement de l'Acheteur de Pertes à un Périmètre Acteur Obligé de type Fournisseur :
    - L'Acheteur de Pertes, ou l'Acteur Obligé de type Fournisseur en son nom, Notifie à RTE un accord de rattachement à l'Acteur Obligé de type Fournisseur, conformément au modèle de l'Annexe 5, et dûment signé par l'Acteur Obligé de type Fournisseur et l'Acheteur de Pertes. Le rattachement au Périmètre du Fournisseur prend effet à la date mentionnée dans l'accord de rattachement.
    - La Notification du rattachement auprès de RTE est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord de rattachement.
- Cas du rattachement de l'Acheteur de Pertes à son propre Périmètre Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé :
    - L'Acheteur de Pertes Notifie au GR un accord de rattachement ou une déclaration de rattachement à son Périmètre d'Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé, respectant les dispositions du modèle joint en Annexe 5, et dûment signé par lui-même. Le rattachement au Périmètre de l'Acheteur de Pertes Obligé prend effet à la date mentionnée dans l'accord de rattachement.

La Notification auprès du GR concerné est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord de rattachement.

6.2.5.2 Changement de Périmètre d'un Acheteur de Pertes

Les changements de Périmètre peuvent avoir lieu jusqu'à la fin de l'Année de Livraison, dans les conditions prévues par les articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie.

Un Acheteur de Pertes qui change de Périmètre d'Acteur Obligé, ou le cas échéant le nouvel Acteur Obligé en son nom, Notifie à RTE une déclaration de rattachement au Périmètre du nouvel Acteur Obligé, conformément au modèle de l'Annexe 5, et dûment signé par l'Acheteur de Pertes et le Nouvel Acteur Obligé. Le rattachement au Périmètre du nouvel Acteur Obligé prend effet à la date mentionnée dans l'accord de rattachement.

La Notification du rattachement auprès du GR concerné est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord de rattachement.

Le rattachement de l'Acheteur de Pertes au Périmètre du nouvel Acteur Obligé entraîne le retrait de l'Acheteur de Pertes du Périmètre de l'ancien Acteur Obligé.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés à compter de la Notification du rattachement au Périmètre du nouvel Acteur Obligé, le GR concerné Notifie à l'ancien Acteur Obligé l'Acheteur de Pertes par le Changement de Périmètre, ainsi que la date à laquelle ce retrait prend effet.

6.2.5.3 Retrait d'un Acheteur de Pertes de Périmètre

Un Acteur Obligé peut retirer un Acheteur de Pertes de son Périmètre, dans les conditions prévues par les articles L. 335-1 et L.335-5 du Code de l'énergie. Il le Notifie à RTE au moyen du modèle joint en Annexe 6, dument signé par lui-même et l'Acheteur de Pertes concerné.

Le retrait d'un Acheteur de Pertes d'un Périmètre prend effet à la date mentionnée dans la déclaration de retrait.

La Notification du retrait doit être effectuée au plus tard 1 Mois après la date mentionnée dans la déclaration de retrait.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés à compter de la Notification du retrait par l'Acteur Obligé, RTE Notifie à l'Acheteur de Pertes le retrait du Périmètre auquel il était rattaché, ainsi que la date à laquelle ce retrait prend effet.

6.2.5.4 Transfert d'Obligation d'une ELD à une autre ELD

Une ELD souhaitant transférer son Obligation à une autre ELD, conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie, le Notifie à RTE.

La Notification est conforme à l'Annexe 7 et précise l'ELD portant l'Obligation en son nom. Elle est cosignée par les deux ELD en question.

La Notification vaut rattachement de l'Acheteur de Pertes de l'ELD cédante au Périmètre d'Acteur Obligé de l'ELD acquéreuse.

6.2.6 Catégorie de Site de Soutirage

Un Site de Soutirage appartient à une et une seule des 4 catégories suivantes :

- Télérelevé RPT non Thermosensible ;
- Télérelevé RPD non Thermosensible ;
- Télérelevé RPD Thermosensible ;
- Profilé RPD Thermosensible.

La catégorie d'un Site de Soutirage est définie selon son GR et sa puissance moyenne annuelle.

La puissance moyenne annuelle d'un Site de Soutirage Télérelevé est calculée comme suit :

$$Pmoy_{Site} = \frac{\sum_{j \in AL^*} \sum_{h \in [7h;15h[U [18h;20h[} CdC_{Site}[j,h]}{NbPas}$$

Avec :

- AL^* l'Année de Livraison, à l'exclusion des vacances scolaires de Noël, telles que définies dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire national en vigueur ;
- $NbPas$ le nombre de Pas Demi Horaire [j,h] sur lesquels la puissance moyenne annuelle est calculée ;
- $CdC_{Site}[j,h]$ la chronique $CdC_{Télérel,Conso,S}$ [j,h] au Pas Demi Horaire h du jour j de l'Année de Livraison AL du Site S, correspondant à la Consommation Constatée Télérelevée du Site, et établie sur la base des données les plus récentes disponibles à la date du 30 septembre AL+1 pour le 1er semestre d'AL, et à la date du 30 septembre AL+2 pour le second semestre d'AL. Cette Courbe de Charge est établie sur la base des Courbes de Mesure des GR auxquels les Sites de Soutirage sont raccordés directement ou indirectement, et conformément aux modalités définies par les Règles MA-RE en vigueur.

Un Site de Soutirage raccordé au RPT fait partie de la catégorie Télérelevé RPT non Thermosensible.

Un Site de Soutirage Télérelevé raccordé au RPD et dont la puissance moyenne annuelle est strictement supérieure à la Puissance Moyenne Seuil fait partie de la catégorie Télérelevé RPD non Thermosensible.

Un Site de Soutirage Télérelevé et raccordé au RPD n'appartenant pas à la catégorie non thermosensible appartient à la catégorie Télérelevé RPD Thermosensible.

Un Site de Soutirage Profilé appartient à la catégorie Profilé RPD Thermosensible.

6.2.7 Cas des Sites de Soutirage et des Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé

Avant le début de la Période de Livraison, chaque GR rappelle aux Consommateurs dont les Sites de Soutirage ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé, ainsi qu'aux Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé, et qui ne sont pas Consommateurs Obligés ou Acheteurs de Pertes Obligés conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie, leur obligation de se rattacher à un Périmètre d'Acteur Obligé, conformément aux articles L.335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie.

De même, si à la suite d'un retrait de Périmètre d'Acteur Obligé, un Consommateur ou un Acheteur de Pertes, qui n'est pas Consommateur Obligé ou Acheteur de Pertes Obligé conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie, n'est pas rattaché à un Périmètre d'Acteur Obligé pour tout ou partie d'une Période de Livraison, alors le GR concerné rappelle au Consommateur ou à l'Acheteur de Pertes son obligation de se rattacher à un Périmètre d'Article Obligé, conformément aux articles L.335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie.

Suite à ces rappels, et à défaut d'un rattachement au Périmètre d'un Acteur Obligé, le GR concerné en informe RTE ainsi que la CRE.

6.2.8 Notification d'informations sur les Périmètres d'Acteur Obligé

Avant le début de la Période de Livraison, chaque GR Notifie aux Acteurs Obligés de type Fournisseur ou de type Consommateur Obligé le Périmètre qui leur est attribué, et RTE Notifie aux Acteurs Obligés de type Acheteur de Pertes Obligé le Périmètre qui leur est attribué.

Sur demande de l'Acteur Obligé, un GR informe l'Acteur Obligé de la constitution de son Périmètre.

6.3 Pré-estimation de son Obligation par un Acteur Obligé

Afin de permettre le suivi de la couverture des Obligations des Acteurs Obligés au cours d'un Exercice du Mécanisme de Capacité, chaque Acteur Obligé doit Notifier à RTE, au plus tard 2 Mois avant le Début de la Période de Livraison de l'Année AL, une pré-estimation de son Obligation de Capacité. Cette pré-estimation reflète la meilleure estimation de l'Obligation de Capacité de l'Acteur Obligé à date, sur la base de ses propres prévisions, pour l'Année de Livraison concernée par la pré-estimation.

Cette pré-estimation est non engageante pour l'Acteur Obligé.

Cette pré-estimation pourra être effectuée au choix :

- Via des outils spécifiques mis en place par RTE, selon des modalités précisées sur le site Client de RTE ;
- Via les propres outils d'estimation de l'Acteur Obligé concerné. Dans ce cas, l'Acteur Obligé accompagne la pré-estimation de son Obligation d'une description de la méthode et des hypothèses retenues pour l'effectuer. Dans le cas d'un Acheteur de Pertes Obligé, une référence à la méthodologie de la CRE pour l'établissement de la formule des pertes d'un GR pourra remplacer la description de la méthode d'estimation.

RTE transmet à la CRE, 1 Mois avant le Début de la Période de Livraison de l'Année AL, les pré-estimations d'Obligation transmises par l'ensemble des Acteurs Obligés.

RTE vérifie l'adéquation entre les pré-estimations d'Obligation par les Acteurs Obligés et son évaluation de l'Obligation de Capacité globale à la maille France, publiée dans le cadre du Bilan prévisionnel. En cas d'écart important, RTE peut communiquer à la CRE et aux acteurs de marché sur cet écart.

6.4 Méthode de calcul de l'Obligation d'un Acteur Obligé

L'Obligation d'un Acteur Obligé se calcule selon la formule suivante :

$$Oblig_{AL,AO} = Pref_{AL,AO} \times CS_{AL}$$

Avec :

- $Pref_{AL,AO}$: la Puissance de Référence d'une Acteur Obligé, calculée selon les principes des articles 6.4.2, 6.4.3 et 6.4.4 ;
- CS_{AL} : le coefficient de sécurité en vigueur pour l'Année de Livraison AL, conformément aux dispositions de l'article 6.1.4.

La valeur de l'Obligation d'un Acteur Obligé est arrondie à 0,1 MW. La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ou 4 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 5, 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

6.4.1 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur se calcule selon la formule suivante :

$$Pref_{AL,F} = Pref, Télérelevée_{AL,F} + Pref, Profilée_{AL,F} + Pref, Pertes_{AL,F}$$

Avec :

- $Pref, Télérelevée_{AL,F}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour les Sites Télérelevés de son Périmètre, calculée selon les principes de l'article 6.4.2.
- $Pref, Profilée_{AL,F}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour les Sites Profilés, calculée selon les principes de l'article 6.4.3.
- $Pref, Pertes_{AL,F}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour les Acheteurs de Pertes, calculée selon les principes de l'article 6.4.4.5.

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Consommateur Obligé, pour l'Année de Livraison AL se calcule selon la formule suivante :

$$Pref_{AL,CO} = Pref, Télérelevée_{AL,CO} + Pref, Profilée_{AL,CO}$$

Avec :

- $Pref, Télérelevée_{AL,CO}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Consommateur Obligé pour les Sites Télérelevés est calculée selon les principes de l'article 6.4.2.
- $Pref, Profilée_{AL,CO}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Consommateur Obligé pour les Sites Profilés, calculée selon les principes de l'article 6.4.3.

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé pour l'Année de Livraison AL se calcule conformément aux modalités de l'article 6.4.4.6.

6.4.2 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Télérelevés

6.4.2.1 Formule

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Télérelevés de son Périmètre est calculée selon la formule suivante :

$Pref, Télérevée_{AL,AO}$

$$= \frac{\sum_{j,h \in PP1} \left[\left(ConsoCorrigéeTélérelevée_{AL,AO}[j,h] \right) + GradientTélérelevé_{AL,AO}[j,h] \times \left(T_{Ext}\ [j,h] - TFLs_{AL}[j,h] \right) \right]}{2 \times nbHeuresPP1}$$

Avec :

- $ConsoCorrigéeTélérelevée_{AL,AO}[j,h]$: la Consommation Corrigée Télérelevée de l'Acteur Obligé AO pour les Sites de son Périmètre pour l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2 ;
- $GradientTélérelevé_{AL,AO}[h]$: la chronique de Gradient télérelevé de l'Acteur Obligé AO pour les Sites de son Périmètre pour l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.3 ;
- $TExt\ [h]$: la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.1.2 ;
- $TFLs_{AL}[j,h]$: la Température France Lissée seuillée, pour le Pas Demi Horaire h et le Jour j, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.
- $nbHeuresPP1$: le nombre d'Heures de la Période de Pointe PP1 pour l'Année de Livraison AL.

6.4.2.2 Consommation Corrigée Télérelevée d'un Acteur Obligé

6.4.2.2.1 Formule

La Consommation Corrigée Télérelevée de l'Acteur Obligé AO est calculée selon la formule suivante :

$ConsoCorrigéeTélérelevée_{AL,AO}[j,h] =$

$ConsommationConstatéeTélérelevée_{AL,AO}[j,h] +$

$SommePEB_{AO}[j,h] - SommePEB_{HorsAO}[j,h] +$

$SommeNEC_{AO}[j,h] - SommeNEC_{HorsAO}[j,h] +$

$PuissanceEffActivéee_{AL,AO}[j,h]$

Avec :

- $ConsoConsatéeTélérelevée_{AL,AO}$[j, h] : la Consommation Constatée des Site Télérelevés du Périmètre de l'Acteur Obligé, pour le Pas Demi Horaire h, des Jours PP1 j, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.2 ;
- $SommePEB_{HorsAO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des PEB RE-Site effectuées vers les Sites du Périmètre de l'Acteur Obligé et ne lui étant pas rattachées pour le calcul de son Obligation, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.5 ;
- $SommePEB_{AO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des PEB RE-Site effectuées par l'Acteur Obligé et lui étant rattachées pour le calcul de son Obligation calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.6 ;
- $SommeNEC_{AO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des NEC AO-Site Notifiées par les Acteurs Obligés et lui étant rattachés pour le calcul de son Obligation, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.8 ;
- $SommeNEC_{HorsAO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des NEC AO-Site Notifiées pour des Sites du Périmètre de l'Acteur Obligé, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.9 ;
- $PuissanceEffActivéee_{AL,AO}[j,h]$: la chronique de la Puissance Activée pendant les Heures de la Période de Pointe PP1 des EDC d'Effacement comportant des Sites rattachés au Périmètre de l'Acteur Obligé, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.10.

6.4.2.2.2 Consommation Constatée Télérelevée d'un Acteur Obligé

La Consommation Constatée Télérelevée d'un Acteur Obligé AO est calculée selon la formule suivante :

$$ConsommationConstatéeTélérelevée_{AL,AO}[j,h] = \sum_{S \in PérimètreAO[j,h]} ConsoConstatéeTélérelevée_{AL,S}[j,h]$$

Avec $ConsoConstatéeTélérelevée_{AL,S}[j,h]$ la consommation constatée d'un Site Télérelevé, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.3.

6.4.2.2.3 Consommation Constatée d'un Site Télérelevé **[CRE]**

La consommation constatée d'un Site Télérelevé $ConsoConstatéeTélérelevée_{AL,S}[j,h]$ est la Courbe de Charge $CdC_{Télérel,Conso,S}$ au Pas Demi Horaire h du Jour PP1 j de l'Année de Livraison AL de ce Site, correspondant aux données les plus récentes disponibles à la date du 30 septembre AL+1 pour le 1er semestre d'AL, et à la date du 30 septembre AL+2 pour le second semestre d'AL. Cette Courbe de Charge est établie sur la base des Courbes de Mesure des GR auxquels les Sites de Soutirage sont raccordés directement ou indirectement. Les Courbes de Charge sont établies conformément aux modalités définies par les Règles MA-RE en vigueur.

6.4.2.2.4 Attribution d'un PEB entre un Fournisseur et un Acteur Obligé de type Consommateur Obligé

Sur chaque Pas Demi Horaire, un PEB RE-Site effectué par le Fournisseur F vers un Site de Soutirage associé à un Consommateur Obligé est attribué soit :

- au Fournisseur pour le calcul de son Obligation ;
- au Consommateur Obligé associé au Site de Soutirage pour le calcul de son Obligation.

Chaque PEB RE-Site est attribué par défaut au Fournisseur qui l'a émise.

6.4.2.2.5 Somme des PEB non attribués à l'Acteur Obligé

$SommePEB_{HorsAO}[j,h]$ est égale à la somme des valeurs des chroniques des Fournitures Déclarées par PEB RE-Site, conformément à la section 3 des Règles MA-RE en vigueur, puis à l'article C.9 de la section 2 des règles relative au dispositif de responsable d'équilibre, qui ont été effectuées vers les Sites du Périmètre de l'Acteur Obligé AO et qui n'ont pas été rattachées audit Acteur Obligé pour le calcul de son Obligation, selon les modalités de l'article 6.4.2.2.4.

$$SommePEB_{HorsAO}[j,h] = \sum_{S \in PérimètreAO[j,h]\ ;\ S \in Télérelevé} \left[PEB_{S,HorsAO}[j,h] \right]$$

Avec $PEB_{S,HorsAO}[j,h]$ la Fourniture Déclarée, effectuée vers un Site Télérelevé S du Périmètre de l'Acteur Obligé AO, et rattachée à un Fournisseur F autre que l'Acteur Obligé AO (conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.4).

6.4.2.2.6 Somme des PEB attribués à un Acteur Obligé de type Fournisseur

$SommePEB_{AO}[j,h]$ est égale à la somme des valeurs des chroniques des Fournitures Déclarées par PEB RE-Site, conformément à la Section 3 des Règles MA-RE en vigueur, puis à l'article C.9 de la Section 2 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre, qui ont été effectuées par le Fournisseur F vers des Sites n'appartenant pas à son Périmètre et qui lui ont été attribuées, conformément à l'article 6.4.2.2.4.

Sur chaque Pas Demi Horaire :

$$SommePEB_{AO}[j,h] = \sum_{S \notin PérimètreAO[j,h]} \left[PEB_{S,AO}[j,h] \right]$$

Avec $PEB_{S,AO}[h]$ la Fourniture Déclarée effectuée par l'Acteur Obligé AO de type Fournisseur vers un Site n'appartenant pas à son Périmètre, et attribuée à l'Acteur Obligé AO pour le calcul de son Obligation (conformément aux modalités de l'article 6.4.2.2.4).

6.4.2.2.7 Transfert de consommation d'un Site de Soutirage au Périmètre d'un Acteur

Obligé

Un Acteur Obligé peut Notifier à RTE le transfert de la consommation constatée d'un Site télérelevé à son périmètre d'Acteur Obligé à l'aide d'une Notification d'Echange de Capacité (NEC).

La NEC contient :

- l'identification du Site de Soutirage dont la consommation est transférée ;
- l'identification du périmètre de l'Acteur Obligé vers lequel est transférée la consommation ;
- les Pas Demi Horaires pour lesquels une NEC est effectuée ;
- la puissance transférée pour chaque Pas Demi Horaire.

La date limite de Notification d'une NEC pour une Année de Livraison AL est à fin de Période de Livraison + 3 Mois.

En cas d'annulation d'une NEC pour une Année de Livraison AL, l'Acteur Obligé vers lequel est transférée la consommation Notifie l'annulation au plus tard à fin de Période de Livraison + 3 Mois.

Le contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé précise les modalités de Notification des NEC.

6.4.2.2.8 Somme des NEC attribuées à l'Acteur Obligé

$SommeNEC_{AO}[j,h]$ est égale à la somme des valeurs des chroniques des NEC Notifiées à RTE ($NEC_{S,AO}[j,h]$) conformément à l'article 6.4.2.2.7.

Sur chaque Pas Demi Horaire :

$$SommeNEC_{AO}[j,h] = \sum_{S \notin Périmètre AO[j,h]\ ;\ S \in Télérelevé} \left[NEC_{S,AO}[j,h] \right]$$

6.4.2.2.9 Somme des NEC non attribués à l'Acteur Obligé

$SommeNEC_{HorsAO}[j,h]$ est égale à la somme des valeurs des chroniques des NEC Notifiées à RTE ($NEC_{S,HorsF}[j,h]$), conformément à l'article 6.4.2.2.7, pour des Sites de Soutirage faisant partie de son périmètre d'Acteur Obligé.

Sur chaque Pas Demi Horaire :

$$SommeNEC_{HorsAO}[j,h] = \sum_{S \in Périmètre AO[j,h]\ ;\ S \in Télérelevé} \left[NEC_{S,HorsAO}[j,h] \right]$$

6.4.2.2.10 Puissance Effacée Activée

Les Sites de Soutirage Télérelevés d'un Périmètre d'Acteur Obligé peuvent constituer tout ou partie d'une EDC d'Effacement pour une Année de Livraison donnée.

Le calcul de la Consommation Constatée d'un Acteur Obligé prend en compte les courbes de réalisation pendant les Heures de la Période de Pointe PP1 d'une EDC d'Effacement contenant au moins un Site du Périmètre de l'Acteur Obligé en question.

Pour chaque Pas de temps, la Puissance Activée d'Effacement Certifié rattaché au Périmètre de l'Acteur Obligé AO est calculée selon la formule suivante :

$$PuissanceEffActivée_{AO,AL}[j,h] = \sum_{Site\ \epsilon\ \{PérimètreAO[j,h] \cap Télérelevé\}} \sum_{EDC[j,h]} \left[\begin{matrix} CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h] \\ \times\ CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h] \end{matrix} \right]$$

Avec :

- Le Coefficient d'appartenance reflète la participation d'un Site à la Puissance Activée d'Effacement Certifié d'une EDC. Le Coefficient d'appartenance d'un Site à une EDC est une chronique horaire calculée comme suit :
    - Si un Site du Périmètre de l'Acteur Obligé AO, sur un pas H, ne fait partie d'aucune EDC : $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h] = 0$;
    - Si un Site fait partie d'une EDC sur le Pas de temps h : le coefficient d'appartenance $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h]$ est déterminé par RTE avec le concours le cas échéant du GRD concerné, sur la base des modalités de collecte et de contrôle précisées aux articles 7.8 et 7.9.
- $CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h]$ la courbe de réalisation de l'EDC, établie conformément aux modalités de l'article 7.9.2.3.

6.4.2.3 Méthode de Calcul du Gradient télérelevé

Le Gradient télérelevé d'un Acteur Obligé AO pour l'Année de Livraison AL est calculé conformément à la méthode de calcul de l'Annexe 1, appliquée au couple de chronique de puissance et de chronique de température suivant :

- la chronique de puissance à Pas Demi Horaire sur l'Année de Livraison AL Chro_Pui_AL est la chronique de consommation constatée des Sites Télérelevés Thermosensibles de l'Acteur Obligé retraitée pour le calcul du Gradient pour l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.2.3.1 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.

6.4.2.3.1 Chronique retraitée pour le calcul du Gradient Télérelevé de l'Acteur Obligé

La chronique retraitée pour le calcul du Gradient Télérelevé de l'Acteur Obligé est la chronique de Puissance Chro_Pui_AL utilisée dans l'application de la méthode en Annexe 1.

Pour chaque Pas [j,h], cette chronique est calculée comme suit :

$$ChroniqueGradient_{AL,AO}[j,h] =$$

$$\left[ConsommationConstatéeTélérelevéeThermo_{AL,AO}[j,h] + PuissanceEffActivée_{AL,AO,Télérelevés,Thermo}[j,h] \right]$$

Les modalités de calcul de $ConsommationConstatéeTélérelevéeThermo_{AL,AO}$ sont précisées à l'article 6.4.2.3.2.

Les modalités de calcul de $PuissanceEffActivée_{AL,AO,Télérelevés,Thermo}$ sont précisées à l'article 6.4.2.3.3.

6.4.2.3.2 Consommation constatée télérelevée thermosensible

La Consommation Constatée Télérelevée Thermosensible de l'Acteur Obligé AO est calculée selon la formule suivante :

$$ConsommationConstatéeTélérelevéeThermo_{AL,AO}[j,h] = \sum_{S \in PérimètreAO[j,h], S \in Thermo} ConsoConstatéeTélérelevée_{AL,S}[j,h]$$

Avec :

- $ConsoConstatéeTélérelevée_{AL,S}[j,h]$: la Courbe de Charge $CdC_{TélérelConso,S}[j,h]$ est définie à l'article 6.4.2.2.3 ;
- *Thermo* : l'ensemble des Sites Thermosensibles conformément à l'article 6.2.6.

6.4.2.3.3 Puissance effacée activée thermosensible

La chronique $PuissanceEffActivée_{AL,AO,Thermo}$ est calculée selon les mêmes principes que la puissance effacée activée des Sites télérelevés (article 6.4.2.2.10) en réduisant le périmètre du calcul aux seuls Sites télérelevés thermosensibles :

$$PuissanceEffActivée_{AL,AO}[j,h] = \sum_{Site \in \{PérimètreAO[j,h] \cap Télérelevé \cap Thermo\}} \sum_{EDC[j,h]} \left[\begin{matrix} CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h] \\ \times\ CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h] \end{matrix} \right]$$

Avec :

- $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h]$ et $CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h]$ tels que définis à l'article 6.4.2.2.10 ;
- Thermo : l'ensemble des Sites Thermosensibles conformément à l'article 6.2.6.

6.4.3 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Profilés

6.4.3.1 Formule

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Profilés est calculée selon la formule suivante :

$$Pref,Profilée_{AL,AO} = \frac{\sum_{j,h \in PP1} \left[\left(ConsoCorrigéeProfilée_{AL,AO}[j,h] \right) + GradientProfilé_{AO}[j,h] \times CGP_{AL}[j,h] \times \left(T_{Ext}[h] - TFLs_{AL} \right. \right.}{2 \times nbHeuresPP1}$$

Avec :

- $ConsoCorrigéeProfilée_{AL,AO}[j,h]$: la Consommation Corrigée des Sites Profilés de l'Acteur Obligé AO, pour le Pas Demi Horaire h du Jour j de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.3.2 ;
- $GradientProfilé_{AO}[j,h]$: la chronique du Gradient Profilé de l'Acteur Obligé AO pour les Sites de son Périmètre pour l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.3.3 ;

- $TExt\ [h]$: la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.1.2 ;
- $TFLs_{AL}[j,h]$: la Température France Lissée seuillée, pour le Pas Demi Horaire h et le Jour j de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2 ;
- $CGP_{AL}[j,h]$: le coefficient de calage du Gradient Profilé de l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article 6.4.3.4;
- $nbHeuresPP1$: le nombre d'Heures de la Période PP1 pour l'Année de Livraison AL.

6.4.3.2 Consommation Corrigée Profilée de l'Acteur Obligé

6.4.3.2.1 Formule

La Consommation Corrigée Profilée de l'Acteur Obligé AO, $ConsoCorrigéeProfilée_{AL,AO}[j,h]$ pour le Pas Demi Horaire h des Jours PP1 j de l'Année de Livraison AL se calcule selon la formule suivante :

$$ConsoCorrigéeProfilée_{AL,AO}[j,h] = ConsoConstatéeProfilée_{AL,AO}[j,h] + PuissanceEffActivée_{AL,AO}[j,h]$$

Avec :

- $ConsoConstatéeProfilée_{AL,AO}$[j, h] : la Consommation Constatée d'un Site Profilé, pour le Pas Demi Horaire h, des Jours PP1 j, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.3.2.2 ;
- $PuissanceEffActivée_{AL,AO}[j,h]$: la chronique de la Puissance Activée pendant les Heures de la Période de Pointe PP1 des EDC d'Effacement comportant des Sites Profilés rattachés au Périmètre de l'Acteur Obligé, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.3.2.4.

6.4.3.2.2 Consommation Constatée Profilée d'un Acteur Obligé

La Consommation Constatée Profilée d'un Acteur Obligé AO est calculée selon la formule suivante :

$$ConsommationConstatéeProfilée_{AL,AO}[j,h] = \sum_{S \in PérimètreAO[j,h]} ConsoConstatéeProfilée_{AL,S}[j,h]$$

Avec $ConsoConstatéeProfilée_{AL,S}[j,h]$ la consommation constatée d'un Site Profilé, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.3.2.3.

6.4.3.2.3 Consommation Constatée Profilée d'un Site Profilé [CRE]

La Consommation Constatée Profilée d'un Site Profilé $ConsoConstatéeProfilée_{AL,S}[j,h]$ est égale, pour chaque pas [j,h] de PP1, à la Courbe de Charge de consommation estimée définitive $CdC_{estim.conso,F,GRD}$ au Pas Demi Horaire h du Jour PP1 j de l'Année de Livraison AL de ce Site, correspondant aux données les plus récentes disponibles à la date du 30 septembre AL+1 pour le 1er semestre d'AL, et à la date du 30 septembre AL+2 pour le 2nd semestre d'AL.

Les Courbes de Charge $CdC_{estim.conso,F,GRD}$ sont établies conformément aux modalités définies par les Règles MA-RE et les Règles NEBEF en vigueur.

6.4.3.2.4 Puissance effacée activée profilée

La chronique $PuissanceEffActivée_{AL,AO}$ est calculée selon les mêmes principes que la puissance effacée activée des Sites Télérelevés (article 6.4.2.2.10) au périmètre des Sites Profilés au Périmètre de l'Acteur Obligé :

$$PuissanceEffActivéee_{AO,AL}[j,h] = \sum_{Site \in \{PérimètreAO[j,h] \cap Profilé\}} \sum_{EDC[j,h]} \left[\begin{matrix} CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h] \\ \times\ CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h] \end{matrix} \right]$$

Avec :

- $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[h]$ et $CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h]$ tels que définis à l'article 6.4.2.2.10 ;
- *Profilé* : l'ensemble des Sites Profilés du Périmètre de l'Acteur Obligé conformément à l'article 6.2.6.

6.4.3.3 Gradient Profilé d'un Acteur Obligé

Le Gradient du Profilé $GradientProfilé_{AO}[j,h]$ au Pas Demi Horaire h du Jour j de PP1 est égal à :

$$GradientProfilé_{AO}[j,h] = \sum_{Site \in \{PérimètreAO[j,h] \cap Profilé\}} \left[\frac{ConsoConstatéeProfilée_{AL,S}[j,h]}{CM_{j,h,S}} \ x\ G_{SousProfil,S}[j,h] \right]$$

Avec :

- $GradientProfilé_{AO}[j,h]$: exprimé en MW/°C.
- $ConsoConstatéeProfilée_{AL,S}[j,h]$: la Courbe de charge du Site rattaché à l'Acteur Obligé au Pas Demi horaire h du Jour PP1 j conforme au calcul de la consommation constatée profilée défini à l'article 6.4.3.2.2.
- $CM_{j,h,S}$: le coefficient de l'aléa météorologique pour le sous-Profil S du Site sur le Pas Demi Horaire h du Jour j de PP1, établi conformément aux modalités de l'Annexe F-M3-III des Règles MA-RE.
- $G_{SousProfil(S)}[j,h]$: le Gradient du Sous Profil du Site sur le Pas Demi Horaire h et le Jour j de PP1 exprimé en %/°C. Les Gradients des Sous-Profils sont publiés sur le portail d'ENEDIS, www.enedis.fr.

La liste des Profils et des Sous-Profils applicables est décrite dans l'Annexe F-M1 des Règles MA-RE (Section 2, Chapitre F) en vigueur pendant l'Année de Livraison. Ces Profils et Sous-Profils sont affectés à chacun des Sites en appliquant la méthode d'affectation de l'Annexe F-M2 des Règles MA-RE (Section 2, Chapitre F), en vigueur pour le pas de calcul du Gradient du Profilé.

6.4.3.4 Coefficient de Calage du gradient Profilé

6.4.3.4.1 Formule

Pour chaque Pas h des Jours PP1 j, le Coefficient de calage du Gradient profilé est calculé comme suit :

$$CGP_{AL}[j,h] = \frac{GradientTotalProfilélissé\ [j,h]}{\sum_{\{AO\}} GradientProfilé_{AO}[j,h]}$$

Avec :

- $\{AO\}$: l'ensemble des Acteurs Obligés dont le Périmètre contient des Sites profilés tels que définis à l'article 6.2.6 ;
- $GradientTotalProfilélissé\ [j,h]$: une chronique au Pas Demi Horaire h du jour J de PP1 du Gradient extrapolé linéairement sur les Années de Livraison AL-3, AL-2 et AL-1 de l'ensemble des Sites de Soutirages Profilés. Les modalités de son calcul sont précisées à l'article 6.4.3.4.2.
- $GradientProfilé_{AO}[j,h]$: une chronique au Pas Demi Horaire h du Jour j de PP1 du Gradient Profilé de l'Acteur Obligé AO calculée conformément à l'article 6.4.3.3.

6.4.3.4.2 Calcul du gradient total profilé lissé

Le GradientTotalProfilelissé [j, h] est une extrapolation linéaire, sur chaque Pas Demi Horaire de GradientTotalProfilé$_{AL-3}$[j,h], GradientTotalProfilé$_{AL-2}$[j,h], GradientTotalProfilé$_{AL-1}$[j,h] comme suit :

$$GradientTotalProfilélissé_{AL}\ [j,h]$$
$$= \frac{4 \times GradientTotalProfilé_{AL-1}[j,h] + GradientTotalProfilé_{AL-2}\ [j,h] - 2 \times GradientTotalProfilé_{AL-3}[j,}{3}$$

Le gradient total profilé d'une année de livraison AL, $GradientTotalProfilé_{AL}$, est calculé conformément à la méthode de calcul de l'Annexe 1 appliquée au couple de chroniques de puissance et de température suivant :

- la chronique de puissance à Pas Demi Horaire sur l'Année de Livraison AL est la somme des chroniques de consommation constatée de l'ensemble des Sites Profilés définies par la CRE conformément à l'article 6.4.3.2.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.

Lorsque le gradient total profilé fait référence à une Année de Livraison antérieure au démarrage du mécanisme, un gradient total profilé est calculé sur les 10 Jours de plus forte consommation de l'année concernée, sur la Plage horaire [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[.

6.4.4 Puissance de Référence pour la fourniture des pertes

6.4.4.1 Principe

Le calcul de la Puissance de Référence pour la fourniture des pertes dépend du type d'Acteur Obligé :

- Pour un Acteur Obligé de type Fournisseur, la Puissance de Référence pour la fourniture des Pertes repose sur la consommation constatée des pertes du Fournisseur, calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.2 ;
- Pour un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé, la Puissance de Référence pour la fourniture des pertes repose sur la consommation constatée des pertes de l'Acheteur de Pertes calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.3.

La consommation constatée des pertes du Fournisseur peut être répartie entre le Fournisseur et l'Acheteur de Pertes à l'aide de clés de répartition, conformément à l'article 6.4.4.4.

6.4.4.2 Consommation constatée des pertes d'un Fournisseur pour un Acheteur de Pertes

La consommation constatée des pertes d'un Fournisseur F pour un Acheteur de Pertes AP donné $ConsommationConstatéePertes_{AL,F,AP}$, est calculée conformément aux modalités définies par la CRE, par application de l'article 4 du Décret.

6.4.4.3 Courbe de Charge des pertes d'un Acheteur de Pertes

La Courbe de Charge des pertes $CdC_{Pertes,GRD}$ d'un GRD est la courbe de charge des pertes normalisée, calculée conformément aux Règles MA-RE en vigueur.

La Courbe de Charge des pertes $CdC_{Pertes,RTE}$ de RTE est calculée par différence sur chaque Pas entre les injections et les soutirages sur le RPT.

6.4.4.4 Attribution de la Consommation Constatée des pertes

6.4.4.4.1 Clé d'attribution pour le calcul de la Consommation Constatée d'un Fournisseur

La clé d'attribution de la Consommation Constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP ($CléAP_{AL,F}[j,h]$) est une chronique de valeurs au Pas Demi Horaire.

Sur un Pas Demi Horaire h du Jour j, $CléAP_{AL,F}[j,h]$ peut prendre toute valeur entre 0 et 1.

Chaque GR est responsable d'établir la chronique $CléAP_{AL,F}[j,h]$ pour chaque Fournisseur dont le Périmètre le contient. Cette clé est établie avec l'accord du Fournisseur.

6.4.4.4.2 Clé d'attibution pour le calcul du Gradient d'un Fournisseur

La clé d'attribution de la Consommation Constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP pour le calcul du Gradient ($ClégradAP_{AL,F}[j,h]$) est une chronique de valeurs au Pas Demi Horaire.

Sur un Pas Demi Horaire h du Jour j, $ClégradAP_{AL,F}[j,h]$ peut prendre toutes les valeurs entre 0 et 1.

Chaque GR est responsable d'établir la chronique$ClégradAP_{AL,F}[j,h]$ pour chaque Fournisseur dont le Périmètre le contient. Cette clé est établie avec l'accord du Fournisseur.

6.4.4.5 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour la fourniture des pertes

6.4.4.5.1 Formule

La Puissance de Référence d'un Fournisseur pour les pertes est calculée selon la formule suivante :

$$Pref, Pertes_{AL,F}$$

$$= \frac{\sum_{j,h\in PP1}\left[\left(ConsommationConstatéePertes_{AL,F}[j,h]\right) + Gradient, Pertes_{AL,F}[j,h] \times \left(T_{Ext}\ [h] - TFLs_{AL}[j,h]\right)\right]}{2 \times nbHeuresPP1}$$

Avec :

- $ConsommationConstatéePertes_{AL,F}[j,h]$: la consommation constatée totale des pertes du Fournisseur F pour l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.5.2 ;

- $GradientPertes_{AL,F}[j,h]$: la chronique du Gradient du Fournisseur F pour les fournitures de pertes pour l'Année de Livraison calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.5.3 ;
- $TExt[h]$: la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article 6.1.2 ;
- $TFLs_{AL}[j,h]$: la Température France Lissée seuillée, pour le Pas Demi Horaire h et le Jour j, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2 ;
- $nbHeuresPP1$: le nombre d'Heures de la Période PP1 pour l'Année de Livraison AL.

6.4.4.5.2 Consommation constatée totale des pertes d'un Fournisseur

La consommation constatée totale d'un Fournisseur F pour la fourniture des pertes, pour l'Année de Livraison AL, le Jour j et le Pas Demi Horaire h est égale à :

$$ConsommationConstatéePertes_{AL,F}[j,h] = \sum_{AP \in Périmètre F} CléAP_{AL,F} \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$$

Avec :

- $ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$: la Consommation constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP pour l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.2 ;
- $CléAP_{AL,F}[j,h]$ la clé d'attribution de la Consommation Constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP définie conformément à l'article 6.4.4.4.1.

6.4.4.5.3 Gradient du Fournisseur pour la fourniture de pertes

6.4.4.5.3.1Méthode

Le Gradient d'un Fournisseur F pour la fourniture des pertes $\mathrm{GradientPertes_{AL,F}[h]}$ est calculé conformément à la méthode de calcul de l'Annexe 1 appliquée au couple de chronique de puissance et de chronique de température suivant :

- la chronique de Puissance utilisée est calculée conformément à la méthode de calcul de l'article 6.4.4.5.3.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.

6.4.4.5.3.2Chronique pour le calcul du Gradient de fournitures de pertes

La chronique pour le calcul du Gradient de fourniture de pertes est calculée selon la formule suivante :

$$ConsoRetenueGradient_F[j,h] = \sum_{AP \in Périmètre F} CléGradAP_{AL,F}[j,h] \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}$$

Avec :

- $ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$: la Consommation constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP pour l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.2.

- $Cl\acute{e}GradAP_{AL,F}[j,h]$ la clé d'attribution de la Consommation Constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP pour le calcul du Gradient de l'Année de Livraison AL définie conformément à l'article 6.4.4.4.2.

6.4.4.5.4 Dispositions particulières pour les Acheteurs de Pertes non rattachés à leur propre périmètre d'Acteur Obligé

Pour les Acheteurs de Pertes non rattachés à leur propre Périmètre d'Acteur Obligé, un retraitement des pertes résiduelles est effectué sur chacun des Fournisseurs dont le Périmètre contient l'Acheteur de Pertes. Les pertes résiduelles sont l'écart entre les consommations constatées des Fournisseurs dont le Périmètre contient l'Acheteur de Pertes et la Courbe de Charge des pertes de l'Acheteur de Pertes concerné.

Les pertes résiduelles associées à l'Acheteur de Pertes sont calculées comme suit :

- $PRES_{Conso,AP}$

$$= CdC_{Pertes,AP} - \sum_{F \in P\acute{e}rim\grave{e}treAP} \left[Cl\acute{e}AP_{AL,F} \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h] \right]$$

- $PRES_{Gradient,AP}$

$$= CdC_{Pertes,AP} - \sum_{F \in P\acute{e}rim\grave{e}treAP} \left[Cl\acute{e}GradAP_{AL,F}[j,h] \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h] \right]$$

Si le montant des pertes résiduelles de type 1 ou 2 est non nul, alors :

- La puissance résiduelle associée à la consommation constatée $PRES_{Conso,AP}$ est ajoutée à la consommation constatée des pertes pour l'Acheteur de Pertes $ConsommationConstatée_{AL,F,AP}$ au pro-rata de la consommation constatée des pertes des Fournisseurs dont le Périmètre contient l'Acheteur des Pertes ;
- La puissance résiduelle associée au gradient $PRES_{Gradient,AP}$ est ajoutée à la consommation retenue pour le calcul du Gradient de fourniture des pertes au pro-rata de la consommation retenue pour le calcul du Gradient de fourniture des pertes des Fournisseurs dont le Périmètre contient l'Acheteur de Pertes.

6.4.4.6 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé

6.4.4.6.1 Formule

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé est calculée selon la formule suivante :

$$Pref_{AL,AP} = \frac{\sum_{j,h \in PP1} \left[ConsommationRetenue_{AL,AP}[j,h] + Gradient_{AL,AP}[h] \times \left(T_{Ext}[j,h] - TFLs_{AL}[j,h] \right) \right]}{2 \times nbHeuresPP1}$$

Avec :

- $ConsommationRetenue_{AL,AP}[j,h]$: la consommation constatée des pertes, de l'Acheteur de Pertes AP, pour l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.6.2 ;

- $Gradient_{AL,AP}[j,h]$: la chronique du Gradient du GR en tant qu'Acteur Obligé calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.4.6.3 ;
- *TExt [j,h]* : la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h et le Jour j de l'Année de Livraison, calculée conformément aux modalités de l'article 6.1.2 ;
- $TFLs_{AL}[j,h]$: la Température France Lissée seuillée pour le Pas Demi Horaire h et le Jour j, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.
- $nbHeuresPP1$ le nombre d'Heures de la Période de Pointe PP1 pour l'Année de Livraison AL.

6.4.4.6.2 Consommation retenue d'un Acheteur de Pertes

La consommation retenue de l'Acheteur de Pertes est calculée selon la formule suivante :

$$ConsoRetenue_{AP,AL}[j,h] = CdC_{Pertes,AP}[j,h] - \sum_{F \in PérimètreAP} CléAP_F[j,h] \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$$

Avec :

- $CléAP_F[j,h]$: la clé d'attribution de la consommation constatée des pertes entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP définie conformément à l'article 6.4.4.4.1 ;
- $CdC_{Pertes,AP}[j,h]$: la Courbe de Charge des pertes de l'Acheteur de Pertes AP, établie conformément aux modalités de l'article 6.4.4.3 ;
- $ConsommationConstatée_{AL,F,AP}$ est la consommation constatée des pertes du Fournisseur F pour l'Acheteur de Pertes AP, calculée conformément aux modalités de l'article 5.4.4.2.

6.4.4.6.3 Gradient d'un Acheteur de Pertes

6.4.4.6.3.1Méthode

Le Gradient d'un Acheteur de Pertes AP pour la fourniture des pertes $\mathrm{GradientPertes_{AL,AP}[h]}$ est calculé conformément à la méthode de calcul de l'Annexe 1 appliquée au couple de chronique de puissance et de chronique de température suivant :

- la chronique de Puissance utilisée calculée conformément à la méthode de calcul de l'article 6.4.4.6.3.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.

6.4.4.6.3.2Chronique retenue pour le calcul du Gradient de l'Acheteur de Pertes

La consommation retenue de l'Acheteur de Pertes AP pour le calcul du Gradient est calculée selon la formule suivante :

$$ConsoRetenueGradient_{AP}[j,h] = CdC_{Pertes,AP}[j,h] - \sum_{F \in PérimètreAP} CléGradAP_{AL,F}[j,h] \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$$

Avec :

- $Cl\acute{e}GradAP_{AL,F}[j,h]$ la clé d'attribution de la consommation constatée des pertes entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP pour le calcul du Gradient définie conformément à l'article 6.4.4.4.2 ;
- $CdC_{Pertes,AP}[j,h]$ est la Courbe de Charge des pertes de l'Acheteur de Pertes AP, établie conformément à l'article 6.4.4.3.
- $ConsommationConstat\acute{e}e_{AL,F,AP}[j,h]$ est la consommation constatée des pertes, du Fournisseur F pour l'Acheteur de Pertes AP et pour l'année de livraison AL calculée conformément à l'article 6.4.4.2.

6.4.5 Dispositions simplifiées pour le calcul de l'Obligation

Un GRD peut appliquer, au plus jusqu'aux échéances fixées réglementairement pour les GRD concernés par le déploiement des dispositifs de comptage évolué, l'une des deux dispositions simplifiées décrites ci-dessous. Le fait d'appliquer une disposition simplifiée dans le cadre des Règles MA-RE n'implique pas directement d'appliquer une disposition simplifiée dans le cadre des présentes Règles.

6.4.5.1 Disposition simplifiée 1

Si la totalité des Consommateurs du réseau d'un GRD sont au Périmètre d'un unique Acteur Obligé, le GRD peut demander à ce que RTE effectue le calcul de l'Obligation de l'Acteur Obligé désigné par le GRD dit alors Acteur Obligé bouclant. La demande d'application de la disposition simplifiée 1 est effectuée lors de la signature de la Convention RTE-GRD liée à l'Obligation de Capacité.

En application de la disposition simplifiée 1, RTE calcule l'Obligation de l'Acteur Obligé bouclant en adaptant la méthode décrite au 6.4.2 comme suit :

- La Consommation du Périmètre de l'Acteur Obligé bouclant pour le GRD concerné est considérée comme un Site télérelevé thermosensible au sens des Règles ;
- La Consommation Constatée Télérelevée est le Soutirage global du réseau du GRD.

6.4.5.2 Disposition simplifiée 2

Si au moins deux Acteurs Obligés déclarent des Sites sur le réseau d'un GRD donné, ou si le GRD lui-même a exercé ce droit pour ses pertes, le GRD peut demander à RTE l'application de la disposition simplifiée 2. La demande d'application de la disposition simplifiée 2 est effectuée lors de la signature de la Convention RTE-GRD liée à l'Obligation de Capacité et s'accompage de la désignation d'un Acteur Obligé dit Acteur Obligé bouclant.

Dans le cadre de la disposition simplifiée 2, le GRD :

- applique les dispositions de l'article 6.4 pour tous les Acteurs Obligés à l'exception de l'Acteur Obligé bouclant, ou décide de fournir à RTE les données permettant d'appliquer ces dispositions ;
- applique les dispositions de l'article 6.4.2 pour les Sites télérelevés non thermosensibles au Périmètre de l'Acteur Obligé bouclant, ou décide de founir à RTE les données permettant d'appliquer ces dispositions ;
- applique les dispositions de l'article 6.4.2 pour les Sites télérelevés thermosensibles au Périmètre de l'Acteur Obligé bouclant, ou décide de fournir à RTE les données permettant d'appliquer ces dispositions ;

- applique les dispositions de l'article 6.4.3 pour les Sites profilés thermosensibles au Périmètre de l'Acteur Obligé bouclant, ou décide de fournir à RTE les données permettant d'appliquer ces dispositions ;
- applique les dispositions de l'article 6.4.4.5 pour la fourniture des pertes au Périmètre de l'Acteur Obligé bouclant, ou décide de fournir à RTE les données permettant d'appliquer ces dispositions.

6.4.5.3 Notification à RTE de l'application d'une disposition simplifiée

Tout GRD qui applique l'une des deux dispositions simplifiées précisées ci-dessus doit signer un accord sur ces dispositions avec l'Acteur Obligé bouclant.

Le GRD informe RTE de la disposition simplifiée qu'il met en œuvre par la signature d'une Convention RTE-GRD liée à l'obligation, et le Notifie à la CRE.

Lorsque le GRD applique une des deux dispositions simplifiées précisées ci-dessus, il accepte qu'un audit puisse être effectué sur la justesse du calcul des Puissances de Référence qui sont affectées à l'Acteur Obligé bouclant, à la demande de l'Acteur Obligé bouclant, ou de l'Acteur Obligé portant l'Obligation associée aux pertes du GRD. Le coût de cet audit est affecté au demandeur sauf si un non-respect manifeste des Règles est constaté. Dans ce cas, le coût de cet audit est affecté au(x) responsable(s) de ce non-respect manifeste.

6.4.6 Retraitement du montant l'Obligation

Si le montant total de l'Obligation de l'Acteur Obligé, calculé conformément aux modalités de l'article 6.4 est strictement inférieur à zéro, alors l'Obligation retenue pour l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison est égale à zéro.

6.4.7 Méthode de calcul de l'Obligation estimée d'un Acteur Obligé par les GR et Notification de l'Obligation estimée aux Acteurs Obligés par RTE

Les GR effectuent le calcul des Puissances de Référence Estimées sur la base :

- des données des Installations de Comptage des Sites les plus à jour ;
- par application des méthodes de calcul de l'Obligation pour l'ensemble des Acteurs Obligés de l'Année de Livraison visée.

Chaque GRD transmet à RTE, 1 Mois avant la date de Notification de l'Obligation Estimée, les Puissances de Référence Estimées, par Acteur Obligé pour les clients finals raccordés à son réseau.

RTE Notifie aux Acteurs Obligés le montant de l'Obligation estimée par les GR pour une Année de Livraison AL, moins de 12 Mois après la fin de la Période de Livraison.

Le montant Notifié n'a qu'une valeur informative, et n'a aucune incidence sur le montant de l'Obligation qui sera Notifiée pour l'Année de Livraison considérée.

6.5 Notification de l'Obligation

6.5.1 Transmission des Puissances de Références par Acteur Obligé, par les GRD à RTE

Chaque GRD transmet à RTE, 1 Mois avant la date de Notification de l'Obligation, les Puissances de Référence, par Acteur Obligé pour les clients finals raccordés à son réseau.

La Puissance de Référence par Acteur Obligé transmise par le GR est calculée conformément aux dispositions de l'article 6.4.

Le GRD calcule la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé, sur la base de :

- de la méthode de calcul de l'Obligation de Capacité décrite à l'article 6.4 ;
- du Périmètre de l'Acteur Obligé du GRD en question, géré conformément à l'article 6.2.

Les modalités et délais de transmissions des données sont complétés par la Convention d'échange de données entre GRT et GRD pour le calcul de l'Obligation. Cette Convention est approuvée par la CRE conformément aux dispositions de l'article 4 du Décret.

6.5.2 Calcul de l'Obligation par RTE

RTE calcule le montant de l'Obligation de chacun des Acteurs Obligés sur la base :

- des données transmises par les GRD par sous-périmètre d'Acteur Obligé ;
- des dispositions simplifiées appliquées pour le calcul de l'Obligation le cas échéant ;
- des Puissances de Références par Acteur Obligé pour les Consommateurs finals raccordés au RPD transmis par les GRD conformément à la Convention entre GRT et GRD pour le calcul de l'Obligation ;
- des Puissances de Références par Acteur Obligé pour les Consommateurs finals raccordés au RPT calculées par RTE ;
- de la valeur du coefficient de sécurité de l'Année de Livraison AL.

6.5.3 Notification de l'Obligation par RTE à l'Acteur Obligé

RTE Notifie avant la date limite de Notification de l'Obligation de l'Année de Livraison AL à chaque Acteur Obligé, le montant de l'Obligation ainsi calculé.

Les éléments Notifiés précisent notamment :

- les Puissances de Références par Acteur Obligé, par GR, transmis dans le cadre de l'article 6.5.1 et de la Convention entre GRT et GRD pour le calcul de l'Obligation ;
- le montant de l'Obligation, par GR, calculée conformément aux modalités de l'article 6.5.2.

Ces informations sont également transmises à chaque GR pour la part de l'Obligation de l'Acteur Obligé qui les concerne.

6.5.4 Contestation de l'obligation

Toute contestation, relative au montant de l'obligation de l'Acteur Obligé doit être Notifiée :

- à RTE, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- et au GR responsable de la part du montant de l'Obligation qu'il conteste, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

L'Acteur Obligé précise la part du montant de l'Obligation qu'il conteste.

Toute contestation de l'Obligation peut être effectuée dans un délai d'un Mois à compter de la date de Notification de l'Obligation.

La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre les obligations découlant du statut d'Acteur Obligé.

RTE s'engage à formuler une réponse par écrit, dans un délai d'un mois à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE s'engage à corriger le montant de l'Obligation contestée.

A défaut d'accord, il est fait application des modalités de règlement des différends prévues dans le contrat RTE-Acteur Obligé.

6.6 Offre publique de vente

6.6.1 Responsabilités

Un Acteur Obligé dont l'Excédent Global de Garanties est strictement supérieur à zéro à la date limite de notification de l'Obligation est dans l'obligation d'effectuer une OPV avant la Date Limite de Cession, tant que son Excédent Global de Garantie est supérieur à zéro.

6.6.2 Dates

Une OPV peut être effectuée entre la date limite de notification de l'Obligation et la Date Limite de Cession.

6.6.3 Excédent Global de Garanties

Une OPV porte sur l'intégralité de l'Excédent Global de l'Acteur Obligé.

L'Excédent Global de l'Acteur Obligé est égal à la différence entre les Garanties de Capacité détenues sur le compte de l'Acteur Obligé au registre des Garanties de Capacité et l'Obligation de l'Acteur Obligé telle que calculée par RTE.

6.6.4 Forme

L'OPV peut ne pas être unique, mais la somme de l'ensemble des offres publiques effectuées entre la Date de Notification de l'Obligation et la Date Limite de Cession est au moins égale à l'Excédent Global de l'Acteur Obligé à la Date Limite de Cession.

L'OPV doit être rendue publique par l'Acteur Obligé, ou grâce à la Plateforme d'Echange utilisée pour publier l'offre. Le caractère public de l'offre s'applique au moins sur le volume de Garanties de Capacité offert et le prix de vente associé.

Une OPV concluante se traduit sous la forme d'une Cession de Garanties de capacités de type Transaction.

6.7 Communications des Fournisseurs Acteurs Intégrés à la CRE

Tout Fournisseur Acteur Intégré, qui est le Titulaire d'une ou plusieurs EDC dont le NCC total est supérieur à 100 MW et dont la fourniture annuelle en Consommateurs Finals sur le territoire français métropolitain est supérieure à 1 TWh, est dans l'obligation de communiquer à la CRE, avant le 31 octobre AL-1 pour l'Année de Livraison AL, sa méthodologie de répercussion, aux Consommateurs Finals avec lesquels il a conclu un contrat de fourniture, du coût d'approvisionnement en Garanties de Capacité pour couvrir son Obligation de Capacité occasionnée par la consommation, lors des jours de la Période de Pointe PP1, de ces mêmes Consommateurs Finals.

Tout Fournisseur Acteur Intégré, ne remplissant pas les conditions définies au précédent alinéa, n'est dans l'obligation de communiquer cette information à la CRE que sur demande de cette dernière.

7 VOLET CERTIFICATION

7.1 Notions de la Certification

7.1.1 Période de Pointe PP2

7.1.1.1 Principes retenus pour la sélection des Jours signalés par RTE

Les Jours de la Période de Pointe PP2 sont de deux types : Jours de PP2 étant aussi des Jours de PP1 et Jours de PP2 hors PP1.

- Tous les Jours de la Période de Pointe PPl sont des Jours de la Période de Pointe PP2 : ces Jours PP2 étant aussi des Jours de PP1 sont donc sélectionnés, et signalés selon les dispositions de l'article 6.1.1.
- Certains Jours de la Période de Pointe PP2 ne sont pas des Jours de la Période de Pointe PP1 (notés Jours de PP2 hors PP1). Les Jours PP2 hors PP1 sont sélectionnés sur un critère de tension du système électrique.

Pour les Jours de PP2 hors PP1, RTE se fonde sur un critère intégrant une dimension consommation et des éléments sur la tension du système. Pour cela, RTE se fonde sur :

- des distributions statistiques de consommations possibles à cette période de l'année, élaborées par RTE sur la base des chroniques de température du Référentiel de Météo France et de prévisions météorologiques moyen terme ;
- des distributions statistiques des aléas de consommation élaborées par RTE sur la base de données historiques ;
- la prévision de consommation nationale élaborée la veille pour le lendemain par RTE sur la base des prévisions court terme de Température et de nébulosité de Météo France ;
- des programmes d'appel des Capacités de Production, transmis la veille pour le lendemain dans le cadre du dispositif de programmation ;
- des programmes d'effacement de consommation ;
- des contraintes techniques s'appliquant aux Capacités de production, transmises la veille pour le lendemain dans la cadre du Mécanisme d'Ajustement ;
- des distributions statistiques des différents aléas de production, disponible et intermittente, élaborées par RTE sur la base de données historiques ;
- des informations sur les échanges nominés la veille pour le lendemain.

Ces éléments sont utilisés dans le cadre d'une étude d'équilibre offre-demande.

L'ensemble des données et des paramètres du critère de sélection des jours PP2 hors PP1 peut être audité par la CRE.

7.1.1.2 Plage horaire retenue d'un Jour signalé

Les Heures retenues d'un Jour signalé comme appartenant à PP2 sont les Heures de la plage [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[du Jour concerné.

7.1.1.3 Eligibilité des Jours pour PP2

Les Jours de PP2 ne peuvent pas être sélectionnés parmi les jours des vacances scolaires de noël de l'Année de Livraison telles que définies dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire national en vigueur.

Les Jours de PP2 étant aussi de PP1 ne peuvent être sélectionnés que parmi les Jours Ouvrés de la Période de Livraison de l'Année de Livraison.

Les Jours de PP2 qui sont également des Jours de PP1 sont signalés en J-1 à 9h30, selon les modalités de l'article 10.2.1.

Les Jours de PP2 qui ne sont pas des Jours de PP1 (notés dans la suite des Règles Jours PP2 hors PP1) sont signalés en J-1 au plus tard à 19h, selon les modalités de l'article 10.2.2.

La somme des Jours PP2 du Mois de novembre et des Jours PP2 du Mois de mars est inférieure ou égale à 25% du nombre total de Jours de PP2 pour une Année de Livraison donnée.

7.1.1.4 Nombre de Jours PP2

Le nombre de Jours de PP2 pour une Année de Livraison est compris entre 10 et 25.

7.1.2 Abaque de Kj_{AL}

7.1.2.1 Principe

L'Abaque de Kj_{AL} d'une Année de Livraison AL est le résultat d'un grand nombre d'analyses des simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de l'Année de Livraison AL visant à évaluer la contribution d'un moyen ayant une contrainte de stock Journalière sur la plage horaire d'une Journée de PP2 à la réduction du risque de défaillance. Pour ce faire, la contribution en termes de réduction du risque de défaillance d'une Capacité ayant une contrainte de stock journalière a été comparée à celle d'un moyen sans contrainte. Ces analyses sont effectuées dans une situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté respectant le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

L'Abaque de Kj_{AL} est une table de calcul permettant d'attribuer à toute EDC, une valeur du paramètre Kj_{AL} intervenant dans le Niveau de Capacité Certifié et Effectif, en fonction, respectivement, du nombre d'Heures d'activation consécutives possible déclaré et contrôlé.

L'Abaque de Kj_{AL} d'une Année de Livraison AL est établi par RTE conformément à ces principes.

7.1.2.2 Valeurs de l'Abaque de Kj_{AL}

L'Abaque de Kj_{AL} vaut :

Nb h d'activation possibles	**0**	0,5	**1**	1,5	**2**	2,5	**3**	3,5	**4**	4,5	**5**
Kj	0%	13%	25%	35%	46%	53%	59%	65%	70%	74%	78%

Nb h d'activation possibles	5,5	**6**	6,5	**7**	7,5	**8**	8,5	**9**	9,5	**10**
Kj	82%	85%	88%	91%	93%	95%	96%	98%	99%	100%

Le paramètre nombre d'Heures d'activation possible est arrondi à 0,5.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

7.1.2.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, l'Abaque de Kj_{AL} peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.1.2.1.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision de l'Abaque de Kj_{AL}, pour une Année de Livraison AL.

La révision de l'Abaque de Kj_{AL} peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du nouvel Abaque aux Capacités déjà certifiées.

7.1.3 Abaque de Kh_{AL}

7.1.3.1 Principe

L'Abaque de Kh_{AL} d'une Année de Livraison AL est le résultat d'un grand nombre d'analyses des simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de l'Année de Livraison AL visant à évaluer la contribution d'un moyen ayant une contrainte de stock sur plusieurs Jours Ouvrés de la Période de Livraison à la réduction du risque de défaillance. Pour ce faire, la contribution en termes de réduction du risque de défaillance d'une Capacité ayant une contrainte de stock hebdomadaire a été comparée à celle d'un moyen sans contrainte. Ces analyses sont effectuées dans une situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté respectant le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

L'Abaque de Kh_{AL} est une table de calcul permettant d'attribuer à toute EDC, une valeur du paramètre Kh_{AL} intervenant dans le Niveau de Capacité Certifié et Niveau de Capacité Effectif, en fonction, respectivement, du nombre de Jours d'activation possible successifs déclaré et contrôlé.

L'Abaque de Kh_{AL} d'une Année de Livraison AL est établi par RTE conformément à ces principes.

7.1.3.2 Valeurs de l'Abaque de Kh_{AL}

L'Abaque de Kh_{AL} vaut :

Nb jours consécutifs d'activation possible	0	1	2	3	4	5
Kh (%)	0%	45%	73%	88%	94%	100%

Le paramètre nombre de Jours consécutifs d'activation possible est arrondi à 0,1.

Les valeurs de Kh associées à des décimales (pas 0,1) entre deux nombres de jours entiers sont déterminées par interpolation linéaire par rapport aux valeurs de Kh pour les nombres de jours entiers. La valeur des Kh est arrondie au pourcentage.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

7.1.3.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, l'Abaque de Kh_{AL} peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.1.3.1.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie, une révision l'Abaque de Kh_{AL}, pour une Année de Livraison AL.

La révision de l'Abaque de Kh_{AL} peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du nouvel Abaque aux Capacités déjà certifiées.

7.1.4 Paramètre C_{AL}

7.1.4.1 Principe

La valeur du paramètre C_{AL} est calculée par RTE, sur la base d'analyses d'un grand nombre des simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de l'Année de Livraison AL, et permet de prendre en compte des caractéristiques de commandabilité ou contraintes techniques diverses dans la contribution à la réduction du risque de défaillance.

7.1.4.2 Valeur des paramètres C_{AL}

Les paramètres C_{AL} sont les suivantes :

- pour les EDC de la Filière « fil de l'eau » : C_{AL} = 0,85 ;
- pour les EDC de la Filière « éolien onshore » : C_{AL} = 0,70 ;
- pour les EDC de la Filière « éolien offshore » : C_{AL} = 0,70 ;
- pour les EDC de la Filière « solaire » : C_{AL} = 0,25 ;
- pour les EDC des autres Filières : C_{AL} = 1.

7.1.4.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, un coefficient C_{AL} peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.1.4.1.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie, une valeur du coefficient C_{AL}, pour une Année de Livraison AL.

La révision d'un paramètre C_{AL} peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Cette révision peut porter sur une seule ou l'ensemble des EDC. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du/des nouveau(x) paramètres aux Capacités déjà certifiées.

7.1.5 Paramètre $C_{Filière,AL}$

7.1.5.1 Principe

Le coefficient $C_{Filière,AL}$ reflète la contribution d'une Capacité de la Filière à la réduction du risque de défaillance.

Il est calculé par RTE, sur la base d'un grand nombre de simulations d'équilibre offre demande.

Il intervient uniquement dans la méthode de calcul normative du Niveau de Capacité Certifié (article 7.3.2).

7.1.5.2 Valeur des paramètres $C_{Filière,AL}$

Les coefficients $C_{Filière,AL}$ pour les Filières fil de l'eau, éolien onshore et offshore, et solaire sont les suivants :

- $C_{Fil\ de\ l'eau,AL} = 1$;
- $C_{EolienOnshore,AL} = 1$;
- $C_{EolienOffshore,AL} = 1$;
- $C_{Solaire,AL} = 1$.

7.1.5.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, un paramètre $C_{Filière,AL}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.1.5.1.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une valeur du paramètre $C_{Filière,AL}$, pour une Année de Livraison AL.

La révision d'un paramètre $C_{Filière,AL}$ peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Cette révision peut porter sur une seule ou l'ensemble des Filières. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du/des nouveau(x) paramètres aux Capacités déjà certifiées.

7.1.6 Capacités

7.1.6.1 Principes

Une Capacité peut être de type technique Production ou Effacement.

Une Capacité peut être de type :

- Capacité existante ;
- Nouvelle Capacité.

Une Capacité Existante peut être de type :

- En Service ;
- En Projet.

Une Nouvelle Capacité peut être du type :

- En Service ;
- En Projet.

Ces types peuvent être combinés, conformément aux modalités des articles 7.1.6.2 et 7.1.6.3.

7.1.6.2 Capacité Existante

7.1.6.2.1 Capacité de Production Existante

7.1.6.2.1.1Première Année de Livraison

Un Site de Production, faisant l'objet d'un des deux contrats suivants en vigueur à une date donnée : Contrat d'Accès au Réseau, ou Contrat de Service Décompte, est une Capacité de Production Existante pour la Première Année de Livraison.

7.1.6.2.1.2Pour les Années de Livraison hors Première Année de Livraison

Une Capacité de Production Existante au regard d'une Année de Livraison est une Capacité ayant constitué une EDC pour une Année de Livraison précédente.

7.1.6.2.1.3Capacité de Production Existante En Projet

Une Capacité de Production Existante En Projet, à une date donnée, est une Capacité de Production Existante qui n'est pas encore En Service à la date considérée.

Une Capacité de Production Existante En Projet à une date donnée fait l'objet d'un dépôt de garantie.

7.1.6.2.1.4Capacité de Production Existante En Service

Une Capacité de Production Existante En Service est une Capacité de Production Existante qui est En Service.

Une Capacité de Production Existante En Service à une date donnée ne fait pas l'objet d'un dépôt de garantie.

7.1.6.2.2 Capacité d'Effacement Existante

7.1.6.2.2.1Avant la Première Année de Livraison

Avant la fin de la Période de Livraison de la Première Année de Livraison, une Capacité d'Effacement Existante est une EDC d'Effacement certifiée pour la Première Année de Livraison.

7.1.6.2.2.2Après la Première Année de Livraison

A une date donnée, toute EDC d'effacement en vigueur à la fin d'une Période de Livraison est une Capacité d'Effacement Existante pour les Exercices en cours.

7.1.6.2.2.3Capacité d'Effacement Existante En Projet

Une Capacité d'Effacement Existante En Projet à une date d donnée est une Capacité d'Effacement Existante au sens de l'article 7.1.6.2.2.1 ou 7.1.6.2.2.2 et dont les Sites ne sont pas tous identifiés à la date donnée.

Une Capacité d'Effacement Existante En Projet à une date d donnée est une EDC d'Effacement faisant l'objet d'un dépôt de garantie à la date d.

7.1.6.2.2.4Capacité d'Effacement Existante En Service

Une Capacité d'Effacement Existante En Service à une date d donnée est une Capacité d'Effacement Existante au sens de l'article 7.1.6.2.2.1 ou 7.1.6.2.2.2 et dont les Sites sont tous identifiés à la date donnée.

Une Capacité d'Effacement Existante En Service à une date donnée est une EDC d'Effacement ne faisant l'objet d'un dépôt de garantie à la date d.

7.1.6.3 Nouvelle Capacité

7.1.6.3.1 Nouvelle Capacité de Production

7.1.6.3.1.1Pour les Années de Livraison hors Première Année de Livraison

Une Nouvelle Capacité de Production est une Capacité n'ayant jamais constitué une EDC pour une Année de Livraison antérieure, en cours ou à venir.

7.1.6.3.1.2Nouvelle Capacité de Production en Service

Une Capacité de Production En Service n'ayant jamais fait l'objet d'un Contrat de Certification pour une Année de Livraison antérieure, en cours, ou à venir, est une Nouvelle Capacité de Production En Service.

7.1.6.3.1.3Nouvelle Capacité de Production en Projet

Une Installation de Production dont la proposition de raccordement a été acceptée par le versement de l'acompte obligatoire dû au GR en charge du raccordement et n'ayant jamais fait l'objet d'un Contrat de Certification pour une Année de Livraison antérieure, en cours, ou à venir est une Nouvelle Capacité de Production En Projet.

7.1.6.3.2 Nouvelle Capacité d'Effacement

Une Nouvelle Capacité d'Effacement en vue d'une Année de Livraison est une EDC d'effacement qui n'avait jamais été référencée dans le registre des Capacités certifiées pour une autre Année de Livraison.

7.1.6.3.2.1Nouvelle Capacité d'Effacement En Service

Une Nouvelle Capacité d'Effacement En Service à une date d est une EDC dont les Sites de Soutirage sont tous identifiés à la date donnée.

Une Nouvelle Capacité d'Effacement En Service à une date donnée est une EDC pour une Année de Livraison donnée, jamais référencée auparavant dans le registre des Capacités certifiées pour une autre Année de Livraison.

Une Nouvelle Capacité d'Effacement En Service à une date donnée est une EDC d'effacement qui ne fait pas l'objet d'un dépôt de garantie à la date d.

7.1.6.3.2.2Nouvelle Capacité d'Effacement En Projet

Une Nouvelle Capacité d'Effacement En Projet est une Nouvelle Capacité d'Effacement au sens de l'article 7.1.6.3.2 et dont les Sites de Soutirage ne sont pas tous identifiés à la date donnée.

Une Nouvelle Capacité d'Effacement En Projet à une date donnée est une EDC d'effacement faisant l'objet d'un dépôt de garantie à la date d.

7.1.7 Entité de Certification

7.1.7.1 Notion d'Entité de Certification

Une Entité de Certification est la notion contractuelle identifiant un ensemble de Sites faisant l'objet d'un Contrat de Certification pour une Année de Livraison donnée.

Une EDC est référencée par le GRT. Selon les caractéristiques des Capacités ou Sites qui la composent, une EDC peut être de type Effacement ou Production.

7.1.7.2 Constitution d'une EDC

Une EDC est constituée de Capacités de Production ou de Sites de Soutirages.

Le titulaire de la Demande de Certification constitue l'EDC en identifiant les Capacités de Production ou les Sites de Soutirage qui la composent.

La constitution d'une EDC est soumise à des contraintes de constitution, conformément aux modalités des articles 7.4.5.3 et 7.4.5.4.

Toute Demande de Certification ne respectant pas les contraintes de constitution d'une EDC est considérée comme non valable.

7.1.7.3 Caractéristiques d'une EDC

Une EDC est caractérisée par :

- une ou plusieurs Années de Livraison ;
- son type technique (Effacement, Production) ;
- sa Filière ;
- son Titulaire ;
- le ou les réseaux auxquels la Capacité ou les Capacités sont raccordées ;
- son Responsable de Périmètre de Certification ;
- les Sites qui la constituent ;
- la méthode de certification de l'EDC (générique ou normative)
- ses paramètres de certification ;
- ses paramètres informatifs ;
- son Niveau de Capacité Certifié ;
- les modalités de collecte appliquées ;
- les modalités de contrôle appliquées ;

- les modalités d'activation ;
- la référence, attribuée par le GRT.

7.1.7.4 Type Technique d'une EDC

Une EDC est de type technique Effacement ou Production.

Une EDC d'Effacement est constituée d'un Site de Soutirage ou d'un ensemble de Sites de Soutirage (cet ensemble peut être vide).Une EDC de Production est constituée d'une Capacité de Production ou d'un ensemble de Capacités de Production.

Une EDC de Production peut être ou non de sous-type Obligation d'achat.

Une EDC de sous-type Obligation d'Achat est constituée d'une Capacité de Production sous Obligation d'Achat ou d'un ensemble de Capacités de Production sous Obligation d'Achat. Une EDC comprenant au moins une Capacité sous Obligation d'Achat n'est composée que de Capacités sous Obligation d'achat.

Une EDC est de type mono-GR ou multi-GR.

Une EDC mono-GR est constituée de Sites tous raccordés à un unique Réseau.

Un EDC multi-GR est constituée de Sites dont deux, au moins, sont raccordés à des Réseaux distincts.

7.1.7.5 Filière

Une EDC est notamment caractérisée par sa Filière.

La Filière d'une EDC d'Effacement est la Filière Effacement.

Les différentes Filières d'EDC de Production sont les suivantes :

- autre ;
- autre renouvelable ;
- biomasse ;
- déchets industriels ;
- éclusé ;
- éolien onshore ;
- éolien offshore ;
- fil de l'eau ;
- gaz houille/charbon ;
- gaz issu du charbon ;
- géothermie ;
- lac ;
- lignite ;
- marine ;
- multifilière ;

- nucléaire ;
- pétrole de schiste ;
- pétrole, fioul ;
- pompage hydraulique ;
- solaire ;
- tourbe.

7.1.7.6 Titulaire de l'EDC

Le Titulaire de l'EDC est le titulaire du Contrat de Certification de l'EDC. Il est identifié lors de la Demande de Certification.

Le Titulaire de l'EDC est :

- l'Exploitant de la Capacité de Production ou des Capacités de Production, le cas échéant ;
- un mandataire de l'Exploitant de la Capacité de Production, ou des Exploitants des Capacités de Production de l'EDC, le cas échéant ;
- l'Exploitant de la Capacité d'Effacement, le cas échéant ;
- le mandataire des Exploitants des Sites constituant la Capacité d'Effacement, le cas échéant.

7.1.7.7 Rattachement au Périmètre de Certification

Toute EDC est rattachée au Périmètre de Certification d'un RPC, conformément à une attestation d'un contrat cosigné par l'Exploitant et le RPC fournie avec le dossier de Demande de Certification.

7.1.7.8 Les Paramètres de certification d'une EDC

Les paramètres de certification d'une EDC sont les paramètres relatifs à l'EDC et utilisés dans le calcul du Niveau de Capacité Certifié de l'EDC.

Une EDC est caractérisée, à une date donnée, par les paramètres de certification en vigueur dans le Contrat de Certification dont elle fait l'objet à cette même date.

Pour chaque Année de Livraison, les paramètres de certification d'une EDC sont initialisés par les déclarations de la Demande de Certification ayant servi à la constitution du Contrat de Certification initial de l'EDC pour une Année de Livraison donnée.

Les paramètres de certification peuvent être réévalués par une demande de rééquilibrage engagée par le RPC, avec l'accord du Titulaire de l'EDC, entrainant alors leur mise à jour dans le Contrat de Certification de l'EDC, conformément à l'article 7.6.3.

Les valeurs des paramètres de certification en vigueur à une date donnée sont inscrites au registre des Capacités certifiées de l'Année de Livraison.

7.1.7.9 Les paramètres informatifs d'évolution d'une EDC

Les Titulaires des EDC sont tenus de respecter les conditions de déclaration d'évolution des paramètres informatifs, précisées à l'article 7.6.1.

Les paramètres informatifs d'évolution d'une EDC sont les paramètres déclarés par les Exploitants des Capacités constituant l'EDC lors des processus de déclaration d'évolution des paramètres :

Les GRD transmettent à RTE, conformément à la convention de certification, les paramètres informatifs d'évolution qui leur parviennent par les Titulaires d'EDC.

7.1.7.10 Le Niveau de Capacité Certifié

Le Niveau de Capacité Certifié d'une Capacité est le montant en MW de Garanties de Capacité qui est attribué à l'EDC.

Il est calculé conformément aux méthodes de calcul de l'article 7.3 et conformément aux paramètres de certification déclarés et inscrits au Contrat de Certification de l'EDC.

Le Niveau de Capacité Certifié figure aussi dans le Contrat de Certification.

7.1.7.11 Les modalités de collectes appliquées

Une EDC est caractérisée par des modalités de collecte qui lui sont appliquées.

Les modalités de collecte appliquées à l'EDC sont précisées à l'article 7.8, selon le type de l'EDC.

7.1.7.12 Les modalités de contrôle appliquées

Une EDC est caractérisée par des modalités de contrôle qui lui sont appliquées.

Les modalités de contrôle appliquées à l'EDC à l'article 7.9, selon le type de l'EDC.

7.1.7.13 Niveau de Capacité Effectif

Le Niveau de Capacité Effectif associé à une EDC est calculé sur la base:

- des informations collectées par RTE, conformément aux modalités de collectes (article 7.8) qui lui sont contractuellement appliquées par le Contrat de Certification ;
- des informations contrôlées par RTE et le GR auquel l'EDC est raccordée, dans le cadre de l'application des modalités de contrôle (article 7.9) de l'EDC précisées dans son Contrat de Certification ;
- de l'application de la formule de certification sur les paramètres de certification ainsi collectés, et contrôlés.

7.1.7.14 Méthode de certification

Une EDC est certifiée soit par la méthode de calcul par le réalisé (article 7.3.1) soit par la méthode normative (article 7.3.1).

Une EDC dont les Sites sont soumis au régime générique (article 7.2.1) est certifiée selon la méthode par le réalisé (article 7.3.1).

Une EDC dont les Sites sont soumis au régime dérogatoire (article 7.2.2.1) est certifiée soit par la méthode par le réalisé (article 7.3.1) soit par la méthode normative (article 7.3.2).

Le choix de la méthode de certification est conforme aux dispositions de l'article 7.2.

7.1.7.15 Référence de l'EDC

Une référence est attribuée à l'EDC par le GRT lors de la première émission du Contrat Certification de l'EDC.

La notion de référence n'est pas liée à une Année de Livraison donnée.

La référence de l'EDC demeure valable tant que l'EDC ne fait pas l'objet d'un avis de fermeture conforme.

Le code de le référence est établi de sorte à :

- identifier le type Production ou Effacement ;
- identifier s'il s'agit d'une EDC raccordée au RPT, au RPD, ou multi-GR ;
- identifier s'il s'agit d'un groupement de Capacités, ou d'une unique Capacité.

7.2 Régimes de certification

7.2.1 Régime générique de certification

7.2.1.1 Capacités soumises au régime générique

Toutes les Capacités qui ne sont pas soumises au régime dérogatoire (article 7.2.2.1) sont soumises au régime générique de certification.

7.2.1.2 Méthode de calcul du Niveau de Capacité Certifié

Une Capacité soumise au régime générique est certifiée selon la méthode de calcul basée sur le réalisé (article 7.3.1).

7.2.2 Régime dérogatoire de certification

7.2.2.1 Capacités soumises au régime dérogatoire

Les Capacités soumises au régime dérogatoire sont les Capacités dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production.

Les Capacités soumises au régime dérogatoire de certification sont les Capacités des Filières : fil de l'eau, solaire, éolien onshore, et éolien offshore, qui n'appartiennent pas à une EDA.

L'appartenance d'une Capacité à une des Filières susmentionnées doit être justifiée par le rattachement de documents techniques contractuels à la Demande de Certification si le GR concerné le demande. Sans documentation valable, la Demande de Certification au régime dérogatoire est non conforme.

S'agissant des Capacités de Production hydrauliques, les Capacités de Puissance Installée inférieure à 1 MW sont présumées appartenir à la Filière fil de l'eau. Toutefois, le Titulaire de l'EDC d'une Capacité hydraulique de Puissance Installée inférieure à 1 MW demeure dans l'obligation de déclarer le caractère non-fatal de cette Capacité lorsqu'il est en mesure de connaître ce caractère. Dans ce cas, la Capacité n'est pas soumise au régime dérogatoire.

Les Capacités de Filière non listée ci-dessus souhaitant être soumises au régime dérogatoire peuvent en faire la demande lors de la Demande de Certification.

La qualité fatale de la Filière (source d'énergie primaire soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production) conditionne la recevabilité de la demande de soumission au régime dérogatoire.

La qualité fatale de la Capacité doit être justifiée par le rattachement de documents techniques contractuels à la Demande de Certification. Sans documentation valable, la Demande de Certification au régime dérogatoire est non conforme.

En l'absence de justification technique valable, avant la date limite de Demande de Certification des Capacités concernées (article 7.4.2), les Capacités sont soumises au régime générique.

7.2.2.2 Méthode de certification

Le titulaire de la Demande de Certification choisit, lors de la Demande de Certification, la méthode selon laquelle le Niveau de Capacité Certifié est calculé : méthode sur le réalisé, conforme aux dispositions de l'article 7.3.1, ou méthode normative, conforme aux dispositions de l'article 7.3.2.

Le choix de la méthode de certification pour une Année de Livraison donnée ne peut être modifié après la Demande de Certification pour cette même Année de Livraison.

Le choix du régime de certification, pour une Année de Livraison donnée peut ne pas être le même que celui choisi pour une Année de Livraison distincte.

7.2.2.3 Dispositions particulières pour les EDC certifiées selon la méthode de calcul normative

Une EDC certifiée selon la méthode normative n'est pas soumise au processus de collecte.

Une EDC certifiée selon la méthode normative est soumise à un contrôle spécifique (conformément à l'article 7.9.8).

7.3 Méthodes de calcul du Niveau de Capacité Certifié

7.3.1 Méthode de calcul sur le réalisé du Niveau de Capacité Certifié

7.3.1.1 Données utilisées

Les paramètres utilisés pour le calcul du Niveau de Capacité Certifié sont ceux issus du dernier document contractuel en vigueur à la date d'émission du Contrat de Certification :

- la Demande de Certification ;
- ou la Demande de Rééquilibrage.

Les paramètres déclarés par le Titulaire de l'EDC respectent les conditions évoquées à l'article 7.4.5.4.

7.3.1.2 Formule pour une EDC

Le Niveau de Capacité Certifié NCC d'une EDC certifiée selon la méthode de calcul sur le réalisé pour une Année de Livraison AL, est calculé selon la formule suivante :

$$NCC_{AL,EDC} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC} \times K_{AL,certifié,EDC} \times C_{AL,certifié,EDC}$$

La valeur du Niveau de Capacité Certifié est arrondie à 0,1 MW. La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3, 4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

Avec :

- $PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC}$: la puissance disponible certifiée pour l'EDC. La valeur de la puissance disponible s'exprime en MW. La puissance disponible certifiée est déclarée par l'Exploitant, lors de la Demande de Certification, ou lors d'une demande de rééquilibrage.

- $K_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre technique $K_{AL,certifié}$ de l'EDC pour l'Année de Livraison AL. La valeur du paramètre K est sans unité et comprise entre 0 et 1. Le paramètre technique $K_{AL,certifié}$ est calculé par RTE, le cas échéant sur proposition des GRD, sur la base des données déclarées par l'Exploitant, lors de la Demande de Certification ou d'une demande de rééquilibrage.
- $C_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre $C_{AL,certifié}$ de l'EDC pour l'Année de Livraison AL. La valeur de ce paramètre est sans unité et comprise entre 0 et 1. Le paramètre $C_{AL,certifié}$ est calculé par RTE, le cas échéant sur proposition des GRD, sur la base des données déclarées par l'Exploitant, lors de la Demande de Certification ou d'une demande de rééquilibrage.

7.3.1.2.1 Puissance Disponible déclarée d'une EDC pour une Année de Livraison AL

Le paramètre $PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC}$ déclaré par le Titulaire de l'EDC pour l'Année de Livraison AL est égal à la meilleure estimation à la date de déclaration considérée, de la Puissance Disponible Effective de l'EDC pendant la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison AL.

L'estimation pour l'Année de Livraison AL, s'effectue conformément :

- à la définition de la Puissance Disponible Effective de l'EDC. La Puissance Disponible Effective est calculée par RTE, sur la base des données collectées et contrôlées de l'EDC, conformément aux dispositions de collecte et de contrôle des articles 7.8 et 7.9, et de calcul de la Puissance Disponible Effective de l'article 7.10.
- aux modalités de détermination des Heures de la Période de Pointe PP2 pour une Année de Livraison AL.

7.3.1.2.2 Paramètre $K_{AL,certifié,EDC}$

Le paramètre $K_{AL,certifié,EDC}$ certifié de l'Entité de Certification EDC, pour l'Année de Livraison AL, reflète l'influence des contraintes de stock de l'Entité de Certification, sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Il est calculé par RTE, sur proposition des GRD le cas échéant, sur la base des données prévisionnelles déclarées par le Titulaire de l'EDC, et Notifié au Titulaire de l'Entité de Certification EDC lors de l'envoi du Contrat de Certification.

La formule utilisée pour le calcul du paramètre $K_{AL,certifié,EDC}$ est la suivante :

$$K_{AL,certifié,EDC} = Kj_{AL,certifié,EDC} \times Kh_{AL,certifié,EDC}$$

Les modalités de calcul des paramètres $Kj_{AL,certifié,EDC}$ et $Kh_{AL,certifié,EDC}$ sont précisées aux articles 7.3.1.2.2.1 et 7.3.1.2.2.2.

7.3.1.2.2.1Paramètre $Kj_{AL,certifié,EDC}$

7.3.1.2.2.1.1 Données utilisées pour le calcul de $Kj_{AL,certifié,EDC}$

Le paramètre $Kj_{AL,Certifié,EDC}$ est calculé par RTE, sur proposition des GRD le cas échéant, à partir d'un Abaque Kj_{AL} en vigueur pour l'Année de Livraison AL conforme aux dispositions de l'article 7.1.2 sur les paramètres déclarés par le Titulaire de l'EDC, conformes aux dispositions de l'article 7.1.7.8.

Les paramètres déclarés utilisés pour le calcul sont ceux en vigueur par le dernier document contractuel en date parmi :

- la Demande de Certification ;

- et la Demande de Rééquilibrage.

7.3.1.2.2.1.2 Paramètres à déclarer pour le calcul de $Kj_{AL,certifié,EDC}$

Le Titulaire d'une EDC déclare lors de la Demande de Certification, ou, le RPC re-déclare lors de la demande de rééquilibrage de l'EDC le paramètre $Emaxj_{AL,déclaré,EDC}$.

Le paramètre $Nj_{AL,certifié,EDC}$, nombre d'Heures d'activation maximal sur un Jour de PP2, est ensuite calculé comme suit :

$$Nj_{AL,certifié,EDC} = min\left(\frac{Emax_{jAL,déclaré,EDC}}{PuissanceDisponible_{AL,déclaré,EDC}}; 10\right)$$

Avec :

- $Emaxj_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale Journalière déclarée de l'Entité de Certification EDC égale à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant les Heures d'un Jour de PP2. La valeur d'énergie maximale Journalière est définie en MWh.

Le paramètre $Nj_{AL,déclaré,EDC}$ est arrondi à 0,5 Heure.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

Le paramètre $Kj_{AL,certifié,EDC,}$ est ensuite calculé à partir de l'Abaque Kj_{AL} de la manière suivante :

$$Kj_{AL,certifié,EDC} = Abaque\ Kj_{AL}\ (Nj_{AL})$$

Le paramètre $Kj_{AL,certifié,EDC}$ est ainsi pris en compte pour le calcul du Niveau de Capacité Certifié, et est inscrit au Contrat de Certification de l'EDC.

7.3.1.2.2.2Paramètre $Kh_{AL,certifié,EDC}$

7.3.1.2.2.2.1 Données utilisées pour le calcul du Paramètre $Kh_{AL,certifié,EDC}$

Le paramètre $Kh_{AL,Certifié,EDC}$ est calculé par RTE, sur proposition des GRD le cas échéant, à partir d'un Abaque Kh_{AL} en vigueur pour l'Année de Livraison AL conforme aux dispositions de l'article 7.1.3 sur les paramètres déclarés par le Titulaire de l'EDC, conformes aux dispositions de l'article 7.1.7.8.

Les paramètres déclarés utilisés pour le calcul sont ceux en vigueur par le dernier document contractuel en date parmi :

- la Demande de Certification ;
- et la Demande de Rééquilibrage.

7.3.1.2.2.2.2 Paramètres à déclarer pour le calcul de $Kh_{AL,certifié,EDC}$

Le Titulaire d'une EDC déclare lors de la Demande de Certification, ou, le RPC re-déclare lors de la demande de rééquilibrage de l'EDC le paramètre $Emaxh_{AL,déclaré,EDC}$ et le paramètre $Emaxj_{AL,déclaré,EDC}$.

Le paramètre $Nh_{AL,certifié,EDC}$, nombre d'Heures d'activation maximal sur 5 Jours Ouvrés consécutifs de la Période de Livraison, est ensuite calculé comme suit :

$$Nh_{AL,déclaré,EDC} = min\left(\frac{Emaxh_{AL,déclaré,EDC}}{Min(Emaxj_{AL,déclaré,EDC}\ ;\ 10h \times PuissanceDisponible_{AL,déclaré,EDC})}; 5\right)$$

Avec :

- $Emaxj_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale Journalière déclarée de l'Entité de Certification EDC égale à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC sur la plage des Heures retenue d'un Jour de PP2. La valeur d'énergie maximale Journalière est définie en MWh ;
- $Emaxh_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale hebdomadaire déclarée de l'Entité de Certification EDC, égale à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant 5 Jours Ouvrés de la Période de Livraison. La valeur d'énergie maximale hebdomadaire est définie en MWh.

Le paramètre $Nh_{AL,déclaré,EDC}$ est arrondie à 0,1 Jour.

Le paramètre $Kh_{AL,certifié,EDC}$ est ensuite calculé à partir de l'Abaque Kh_{AL} de la manière suivante :

$$Kh_{AL,certifié,EDC} = Abaque\ Kh_{AL}(Nh_{AL})$$

Le paramètre $Kh_{AL,certifié,EDC}$ est ainsi pris en compte pour le calcul du Niveau de Capacité Certifié, et est inscrit au Contrat de Certification de l'EDC.

7.3.1.3 Tunnel de Certification pour les EDC certifiées selon la méthode de calcul par le réalisé

7.3.1.3.1 Principe

Afin de garantir la représentativité du processus de certification des Capacités, un Tunnel de Certification est défini pour chaque EDC certifiée selon la méthode de calcul par le réalisé.

Le Tunnel de Certification définit une plage d'acceptabilité pour les Demandes de Certification des Exploitants de Capacités.

Le Tunnel de Certification d'une EDC est caractérisé par les paramètres suivants :

- La Valeur de Référence, $ValeurRéférence_{AL,EDC}$ (en MW), définie par EDC pour une Année de Livraison donnée. S'agissant d'une EDC d'Effacement, la Valeur de Référence est fixée par le Titulaire de l'EDC au moment de la Demande de Certification de l'EDC. La Valeur de Référence des EDC d'Effacement fait l'objet d'un contrôle de cohérence réalisé par les GR concernés, qui pourront être amenés à demander au Titulaire de l'EDC de réaliser un dossier de demande de dérogation. S'agissant d'une EDC de Production, la Valeur de Référence d'une EDC est égale au produit de la Puissance Installée de l'EDC par un Taux de Référence défini par Filière, $TauxRéférence_{AL,Filière}$, selon la Filière à laquelle appartient l'EDC :

$$ValeurRéférence_{AL,EDC} = PuissanceInstallée_{AL,EDC} \times TauxRéférence_{AL,Filière}$$

- La Marge d'Acceptabilité, $MargeAcceptabilité_{AL,Filière}$: définie par Filière pour une Année de Livraison donnée (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1).

7.3.1.3.2 Certification initiale d'une EDC dans le Tunnel de Certification

Lors de la Demande de Certification Initiale d'une EDC pour une Année de Livraison AL, le Titulaire de l'EDC doit déclarer les paramètres $PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC}$, $Emaxj_{AL,certifié,EDC}$ et $Emaxh_{AL,certifié,EDC}$ tels que :

$$ValeurRéférence_{AL,EDC} - \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right) \leq PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC} \times Kh_{AL,certifié,EDC} \times Kj_{AL,certifié,EDC} \times C_{AL,certifié,EDC} \leq ValeurRéférence_{AL,EDC} + \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right)$$

Avec :

- $PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC}$: la puissance disponible déclarée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW), conformément à l'article 7.3.1.2.1 ;
- $Emaxj_{AL,certifié,EDC}$: l'énergie maximale Journalière déclarée de l'EDC (en MWh), conformément à l'article 7.3.1.2.2.1.2 ;
- $Emaxh_{AL,certifié,EDC}$: l'énergie maximale Hebdomadaire déclarée de l'EDC (en MWh), conformément à l'article 7.3.1.2.2.2.2 ;
- $Kj_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre technique Kj de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.2.2.1 ;
- $Kh_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre technique Kh de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.2.2.2 ;
- $C_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre C_{AL} de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.1.4 ;
- $PuissanceTunnel_{AL,EDC}$: la Puissance Installée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL dans le cas d'une EDC de Production (en MW), ou la Puissance Souscrite Retenue dans le cas d'une EDC d'Effacement ;
- $ValeurRéférence_{AL,EDC}$: la Valeur de Référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW), conformément à l'article 7.3.1.3.4 ou à l'article 7.3.1.3.4.4 dans le cas des EDC multifilières ;
- $MargeAcceptabilité_{AL,Filière}$: la Marge d'Acceptabilité propre à la Filière à laquelle appartient l'EDC (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 ou à l'article 7.3.1.3.4.4 dans le cas des EDC multifilières.

S'agissant d'une EDC de Production, la Demande de Certification est réputée conforme au Tunnel de Certification si la relation ci-dessus est vérifiée.

S'agissant d'une EDC d'Effacement, la Demande de Certification est réputée conforme au Tunnel de Certification si la relation ci-dessus est vérifiée et si la relation ci-dessous est vérifiée :

$$Kj_{AL,certifié,EDC} \times Kh_{AL,certifié,EDC} \leq BorneHauteContraintesStock_{AL}$$

Avec :

- $BorneHauteContraintesStock_{AL}$, la Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.3.4.1,

Lors de la Demande de Certification de l'EDC, le GR auquel l'EDC est raccordé vérifie que la Demande de Certification est conforme ou non au Tunnel de Certification.

Si la Demande de Certification est non conforme au Tunnel de Certification, alors le GR concerné vérifie que la Demande de Certification est accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, conformément à l'article 7.3.1.3.3. Ce dossier est ensuite transmis à RTE en même temps que la Demande de Certification. Si la Demande de Certification n'est pas accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, la Demande de Certification est rejetée, conformémeent à l'article 7.4.5.1.

7.3.1.3.3 Modalités de dérogation au Tunnel de Certification

Au moment de la certification initiale d'une EDC pour l'Année de Livraison AL, le Titulaire de l'EDC peut déclarer des paramètres $\text{PuissanceDisponible}_{AL,certifié,EDC}$, $\text{Emaxj}_{AL,certifié,EDC}$ et $\text{Emaxh}_{AL,certifié,EDC}$ tels que :

- Dans le cas d'une EDC de Production ou d'Effacement, le produit de $\text{PuissanceDisponible}_{AL,certifié,EDC}$, $\text{Kj}_{AL,certifié,EDC}$, $\text{Kh}_{AL,certifié,EDC}$ et $\text{C}_{AL,certifié,EDC}$ ne se trouve pas compris dans l'intervalle :

$$[ValeurRéférence_{AL,EDC} - \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right) ;$$
$$ValeurRéférence_{AL,EDC} + \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right)].$$

- Dans le cas d'une EDC d'Effacement, le produit de $\text{Kj}_{AL,certifié,EDC}$ et $\text{Kh}_{AL,certifié,EDC}$ n'est pas inférieur ou égal à $\text{BorneHauteContraintesStock}_{AL}$.

Cette possibilité est offerte uniquement dans le cas où :

- Les paramètres déclarés correspondent bien aux meilleures estimations de disponibilité du Titulaire de l'EDC pour l'Année de Livraison AL.
- Les valeurs des paramètres de certification déclarés sont dûment justifiées par un dossier, remis au GR auquel l'EDC est raccordée en accompagnement de la Demande de Certification. Ce dossier explicite les motifs techniques ou économiques d'une sortie initiale du Tunnel de Certification. Il peut notamment comprendre des plannings de maintenance, des éléments permettant de justifier les niveaux de contraintes de stock déclarés, ou encore des documents d'Autorités Administratives Indépendantes. Une fois la demande de Certification transmise à RTE, avec le dossier de demande de dérogation, RTE dispose alors d'1 Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet.

  La Demande de certification est réputée déposée lorsque le GR concerné juge le dossier susmentionné complet. Le dossier est transmis à RTE en accompagnement de la Demande de Certification. RTE transmet ensuite la demande de dérogation à la CRE.

  Si RTE estime, au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, que la demande de dérogation est injustifiée, RTE transmet à la CRE, en accompagnement de la demande de dérogation, un avis négatif. Si tel n'est pas le cas, RTE émet un avis positif, transmis à la CRE en accompagnement de la demande de dérogation.

Si à l'expiration d'un délai de 1 mois, la CRE n'a pas rejeté la demande de dérogation, alors :

- RTE délivre les Certificats de Capacité au Titulaire de l'EDC au niveau du NCC déclaré par ce dernier ;
- la Valeur de Référence de l'EDC est égale au NCC déclaré par le Titulaire de l'EDC ;
- la Marge d'Acceptabilité de l'EDC est déterminée conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 ou à l'article 7.3.1.3.4.4.2 dans le cas des EDC multifilières ;

- les coefficients $Kh_{AL,EDC}$ et $Kj_{AL,EDC}$ sont ceux déclarés dans la Demande de Certification (cas des EDC d'Effacement).

La CRE conserve la possibilité de rejeter la demande de dérogation au delà du premier mois après qu'elle a été déposée.

Si la CRE rejette le dossier, le Titulaire de l'EDC doit déposer une nouvelle Demande de Cerification conforme au Tunnel de Certification.

RTE publie à partir de 2018 l'existence des demandes de dérogation, leur acceptation ou rejet ainsi que leur motif général.

7.3.1.3.4 Paramètres du Tunnel de Certification

7.3.1.3.4.1Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement

7.3.1.3.4.1.1 Valeur de la Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement

La Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement vaut 0,7.

7.3.1.3.4.1.2 Révision de la valeur de la Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement

Pour chaque Année de Livraison, le paramètre $BorneHauteContraintesStock_{AL}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.3.1.3.2, afin de prendre en compte les contraintes de stock effectivement constatées au cours des Années de Livraison du Mécanisme de Capacité.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une valeur du paramètre $BorneHauteContraintesStock_{AL}$, pour une Année de Livraison AL.

La révision du Paramètre $BorneHauteContraintesStock_{AL}$ peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Elle permet de traduire une évolution anticipée des contraintes de stock des EDC d'Effacement. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du Tunnel de Certification aux Capacités déjà certifiées.

7.3.1.3.4.2Valeur de Référence

7.3.1.3.4.2.1 Valeurs des Taux de Référence par Filière pour les EDC de Production

Les Taux de Référence prennent les valeurs suivantes, selon la Filière :

Filière	**TauxRéférence**
Autre	75%
Autre renouvelable	75%
Biomasse	80%
Déchets industriels	80%
Eclusé	50%
Eolien onshore	20%

Filière	**TauxRéférence**
Eolien offshore	25%
Fil de l'eau	50%
Gaz Houille/Charbon	88%
Gaz issu du charbon	88%
Géothermie	75%
Lac	77%

Filière	TauxRéférence
Lignite	88%
Marine	75%
Nucléaire	90%
Pétrole de schiste	85%

Filière	TauxRéférence
Pétrole, Fioul	85%
Pompage hydraulique	80%
Solaire	5%
Tourbe	88%

7.3.1.3.4.2.2 Révision des valeurs des Taux de Référence

Pour chaque Année de Livraison, un paramètre $\text{TauxRéférence}_{\text{Filière}}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.3.1.3.1, afin de prendre en compte les historiques de disponibilités effectivement constatés au cours des Années de Livraison du Mécanisme de Capacité.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une valeur du paramètre $\text{TauxRéférence}_{\text{Filière}}$, pour une Année de Livraison AL.

La révision d'un paramètre $\text{TauxRéférence}_{\text{Filière}}$ peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Cette révision peut porter sur une seule ou l'ensemble des Filières. Elle permet de traduire une évolution de la disponibilité anticipée d'une seule ou de l'ensemble des Filières. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du Tunnel de Certification aux Capacités déjà certifiées.

7.3.1.3.4.2.3 Valeur de Référence d'une EDC d'Effacement

Au vu des particularités des EDC d'Effacement, le Titulaire d'une EDC d'Effacement détermine lui-même le niveau de la Valeur de Référence de son EDC pour une Année de Livraison donnée. Il déclare cette Valeur de Référence lors de la Demande de Certification de l'EDC, conformément à l'article 7.4.3.2.

7.3.1.3.4.3Marge d'Acceptabilité

7.3.1.3.4.3.1 Valeurs des Marges d'Acceptabilité par Filière

Les Marges d'Acceptabilité prennent les valeurs suivantes, selon la Filière :

Filière	MargeAcceptabilité
Autre	15%
Autre renouvelable	15%
Biomasse	10%
Déchets industriels	10%
Eclusé	25%
Effacement	15%
Eolien onshore	7%

Filière	MargeAcceptabilité
Eolien offshore	7%
Fil de l'eau	25%
Gaz Houille/Charbon	10%
Gaz issu du charbon	10%
Géothermie	15%
Lac	10%
Lignite	10%

Filière	MargeAcceptabilité
Marine	15%
Nucléaire	7%
Pétrole de schiste	8%
Pétrole, Fioul	8%
Pompage hydraulique	7%
Solaire	5%
Tourbe	10%

7.3.1.3.4.3.2 Révision des valeurs des Marges d'Acceptabilité

Pour chaque Année de Livraison, un paramètre MargeAcceptabilité$_{\text{Filière}}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article 7.3.1.3.1.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une valeur du paramètre MargeAcceptabilité$_{\text{Filière}}$, pour une Année de Livraison AL.

La révision d'un paramètre MargeAcceptabilité$_{\text{Filière}}$ peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL. Cette révision peut porter sur une seule ou l'ensemble des Filières. Elle permet de traduire une évolution de la disponibilité anticipée d'une seule ou de l'ensemble des Filières. Dans ce cas, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie des modalités transitoires pour permettre l'application du Tunnel de Certification aux Capacités déjà certifiées.

7.3.1.3.4.4Cas des EDC de Production multifilières

Dans le cas d'une EDC de Production de type multifilière, soit le GR auquel l'EDC est raccordée est capable de déterminer la composition par Filière de l'EDC, soit il est dans l'incapacité de déterminer cette composition.

7.3.1.3.4.4.1 Valeur de Référence

Si le GR auquel l'EDC est raccordée est capable de déterminer la composition de l'EDC en Puissance Installée par Filière, il transmet cette information à RTE. La Valeur de Référence de l'EDC pour une Année de Livraison donnée est alors calculée en pondérant par Filière, conformément à l'article 7.3.1.3.4.2 :

$$Valeur\ référence_{AL,EDC} = \frac{\sum_{\text{Capacités} \in \text{EDC}} (PuissanceInstallée_{Capacité} \times TauxRéférence_{Capacité})}{PuissanceInstallée_{EDC}}$$

Avec :

- *ValeurRéférence$_{AL,EDC}$* : la Valeur de référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW) ;
- *PuissanceInstallée$_{EDC}$* : la Puissance Installée de l'EDC (en MW) ;
- *PuissanceInstallée$_{Capacité}$* : la Puissance Installée d'une Capacité de Filière F appartenant à l'EDC (en MW) ;
- *TauxRéférence$_{Capacité}$*: le Taux de Référence correpondant à la Filière F de la Capacité concernée (TauxRéférence$_{\text{Capacité}}$ = TauxRéférence$_{\text{F}}$).

Si le GR auquel l'EDC est raccordée est incapable de déterminer la composition en Puissance Installée par Filière de l'EDC, alors :

- le GR concerné doit déclarer à RTE et à la CRE son incapacité à déterminer la composition en Puissance Installée par Filière de l'EDC ;
- le Taux de référence de la filière « Autre » est appliqué.

7.3.1.3.4.4.2 Marge d'Acceptabilité

Si le GR auquel l'EDC est raccordée est capable de déterminer la composition de l'EDC en Puissance Installée par Filière, il transmet cette information à RTE. La Marge d'Acceptabilité de l'EDC pour une Année de Livraison donnée est alors calculée en pondérant par Filière, conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 :

$$MargeAcceptabilité_{AL,EDC} = \frac{\sum_{\text{Capacités} \in \text{EDC}}(PuissanceInstallée_{Capacité} \times MargeAcceptabilité_{Capacité})}{PuissanceInstallée_{EDC}}$$

Avec :

- *MargeAcceptabilité*$_{AL,EDC}$: la Marge d'Acceptabilité de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW) ;
- *PuissanceTunnel*$_{EDC}$: la Puissance Installée de l'EDC (en MW) ;
- *PuissanceTunnel*$_{Capacité}$: la Puissance Installée d'une Capacité de Filière F appartenant à l'EDC (en MW) ;
- *MargeAcceptabilité*$_{Capacité}$: la Marge d'Acceptabilité correpondant à la Filière F de la Capacité (MargeAcceptabilité$_{Capacité}$ = MargeAcceptabilité$_{F}$).

Si le GR auquel l'EDC est raccordée est incapable de déterminer la composition en Puissance Installée par Filière de l'EDC, alors :

- le GR concerné doit déclarer à RTE et à la CRE son incapacité à déterminer la composition en Puissance Installée par Filière de l'EDC ;
- la Marge d'Acceptabilité de la Filière « Autre » est appliquée.

7.3.2 Méthode de calcul normative du Niveau de Capacité Certifié

7.3.2.1 Données utilisées

7.3.2.1.1 Eolien onshore et offshore

7.3.2.1.1.1Historique suffisant

Un Site Eolien a un historique suffisant lorsque les historiques disponibles de production, à un Pas Demi Horaire, couvrent au moins 5 Années de Livraison consécutives (ou 5 périodes coïncidant avec des Années de Livraison – ci après nommés périodes équivalentes - pour les Années durant lesquelles le Mécanisme n'était pas encore déployé) précédant directement la date de Demande de Certification.

Au cas où les données historiques ne seraient disponibles qu'au pas horaire, les valeurs pour les Pas Demi Horaires d'une même heure sont par convention égales à la valeur horaire correspondante.

Des données manquantes ou peu fiables sur moins de 20% des Pas Demi Horaires de PP2 de l'Année de Livraison AL (ou période équivalente) n'entrainent pas la caducité de données sur la période en question.

Si l'historique est suffisant les données utilisées sont : les données récoltées par les GR par des Installations de Comptage des Sites concernés, sur la période de 5 Années de Livraison consécutives (ou périodes équivalentes), précédent directement la date de Demande de Certification.

7.3.2.1.1.2Historique insuffisant

Un Site Eolien a un historique insuffisant lorsque l'historique de données de production associé au Site en question n'est pas disponible pour au moins une des 5 Années de Livraison consécutives (ou périodes équivalentes) précédent directement la date de Demande de Certification.

Un historique, sur une Année de Livraison (ou période équivalente), est non valable si :

- les données sont manquantes sur l'Année de Livraison (ou période équivalente), ou sur un trop grand nombre de Pas Horaires de l'Année de Livraison (ou période équivalente) ;
- les données d'historique, sur une Année de Livraison donnée (ou période équivalente), ne sont plus pertinentes et ne correspondent plus aux performances du Site pour les Années de Livraison à venir.

Si un Site a un historique insuffisant le GR auquel le Site est raccordé constitue un jeu de chroniques équivalentes pour le Site en question, conformément aux modalités de l'article 7.3.2.1.4.

7.3.2.1.2 Fil de l'eau

7.3.2.1.2.1Historique suffisant

Un Site Fil de l'eau a un historique suffisant lorsque les historiques disponibles de production, à un Pas Demi Horaire couvrent au moins 10 Années de Livraison consécutives (ou 10 périodes coïncidant avec des Années de Livraison – ci après nommées périodes équivalentes - pour les Années durant lesquelles le Mécanisme n'était pas encore déployé) précédent directement la date de Demande de Certification.

Des données manquantes ou peu fiables sur moins de 20% des Pas Demi Horaires de PP2 de l'Année de Livraison AL ou période équivalente, n'entrainent pas la caducité de données sur la période en question.

Si l'historique est suffisant les données utilisées sont : les données récoltées par les GR par des Installations de Comptage des Sites concernés, sur la période de 10 Années de Livraison consécutives (ou période équivalente), précédent directement la date de Demande de Certification.

7.3.2.1.2.2Historique insuffisant

Un Site Fil de l'Eau a un historique insuffisant lorsque l'historique de données de production associé au Site en question n'est pas disponible pour au moins une des 10 Années de Livraison consécutives (ou périodes équivalentes), précédent directement la date de Demande de Certification.

Un historique, sur une Année de Livraison (ou période équivalente), est non valable si :

- les données sont manquantes sur l'Année de Livraison (ou période équivalente), ou sur un trop grand nombre de Pas Horaires de l'Année de Livraison (ou période équivalente) ;
- les données d'historique, sur une Année de Livraison donnée (ou période équivalente), ne sont plus pertinentes et ne correspondent plus aux performances du Site pour les Années de Livraison à venir.

Si un Site a un historique insuffisant, le GR auquel le Site est raccordé constitue un jeu de chroniques équivalentes pour le Site en question, conformément aux modalités de l'article 7.3.2.1.4.

7.3.2.1.3 Solaire

7.3.2.1.3.1Historique suffisant

Un Site Solaire a un historique suffisant lorsque les historiques disponibles de production, à un Pas Demi Horaire couvrent au moins 5 Années de Livraison consécutives (ou 5 périodes coïncidant avec des Années de Livraison – ci après nommés périodes équivalentes - pour les Années durant lesquelles le Mécanisme n'était pas encore déployé) précédent directement la date de Demande de Certification.

Des données manquantes ou peu fiables sur moins de 20% des Pas Demi Horaires de PP2 de l'Année de Livraison AL ou période équivalente, n'entrainent pas la caducité de données sur la période en question.

Si l'historique est suffisant les données utilisées sont : les données récoltées par les GR par des Installations de Comptage des Sites concernés, sur la période de 5 Années de Livraison consécutives (ou période équivalente), précédent directement la date de Demande de Certification.

7.3.2.1.3.2Historique insuffisant

Un Site Solaire a un historique insuffisant lorsque l'historique de données de production associé au Site en question n'est pas valable pour au moins une des 5 Années de Livraison consécutives (ou périodes équivalentes), précédent directement la date de Demande de Certification.

Un historique, sur une Année de Livraison (ou période équivalente), est non valable si :

- les données sont manquantes sur l'Année de Livraison (ou période équivalente), ou sur un trop grand nombre de Pas Horaires de l'Année de Livraison (ou période équivalente) ;
- les données d'historique, sur une Année de Livraison donnée (ou période équivalente), ne sont plus pertinentes et ne correspondent plus aux performances du Site pour les Année de Livraison à venir.

Si un Site a un historique insuffisant, le GR auquel le Site est raccordé constitue un jeu de chroniques équivalentes pour le Site en question, conformément aux modalités de l'article 7.3.2.1.4.

7.3.2.1.4 Chroniques équivalentes en cas d'historique insuffisant

Si une Capacité fait l'objet d'une Demande de Certification selon la méthode normative, et que son historique est insuffisant, le GR Notifie au titulaire de la Demande de Certification les chroniques équivalentes de la Capacité qui seront, le cas échéant, utilisées pour la certification, ainsi que la méthodologie utilisée pour la constitution de ces chroniques équivalentes.

A compter de cette Notification, l'Exploitant dispose d'un Mois pour mentionner s'il choisit la méthode de calcul normative selon les conditions Notifiées, ou la méthode basée sur le réalisé.

Une ELD ne disposant pas de données d'historiques suffisantes, ou ne disposant pas de moyens suffisants pour accèder aux données d'historique du Niveau de Capacité Certifié d'une Capacité, doit le déclarer à RTE et aux GRD concernés et exprimer son souhait d'utiliser les chroniques équivalentes de la Capacité. RTE et les GRD informent l'ELD de la liste des données à transmettre pout la reconstitution du NCC de la Capacité par chroniques équivalentes. Sur la base de ces informations, RTE et les GRD établissent et proposent des chroniques équivalentes à l'ELD et un NCC pour la Capacité concernée.

7.3.2.2 Périodes équivalentes en cas d'une Année antérieure au démarrage du

Mécanisme de Capacité

Le calcul du Niveau de Capacité Certifié dans le cas de la méthode de calcul normative repose sur l'historique de production des Capacités de l'EDC lors des années précédant la date de certification de l'EDC en question.

Soit une Capacité certifiée selon la méthode de calcul normative (article 7.3.2) pour une Année de Livraison AL. Les données de la Période de Livraison des années AL-i seront utilisées (avec i variant de 5 à N, N>5, à l'exception de la première année pour laquelle la formule est adaptée et l'historique finit avec l'année 2013) sachant que :

- AL-i correspond à la période : 1er janvier AL-i, 31 décembre AL-i ;
- si AL-i est strictement inférieur à 2017 : les Jours de PP2 de l'Année AL-i n'existant pas, les Jours retenus équivalents sont les 20 Jours de plus forte consommation de l'année AL-i sur les périodes allant du 1er janvier au 31 mars et du 1er novembre au 31 décembre. Les Heures retenues équivalentes sont les Heures des plages [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[des Jours retenus équivalents.

7.3.2.3 Formule pour une EDC

7.3.2.3.1 Formule pour une Capacité ou Ensemble de Capacités avec historique suffisant

Une EDC dont les Capacités ont un historique suffisant, et qui est certifiée selon la méthode normative, a un Niveau de Capacité Certifié initial NCCi calculé selon la formule suivante :

$$NCCi_{AL,EDC} = C_{AL,EDC} \times C_{Filière,AL,EDC} \times \frac{1}{\sum_{i=1}^{N_{EDC}} \sum_{h \in PP2_{AL-i-4}} h} \times \sum_{Capacités \in EDC} \sum_{i=1}^{N_{EDC}} \sum_{h \in PP2_{AL-i-4}} Productible_{Capacité}[h]$$

La valeur du Niveau de Capacité Certifié est arrondie à 0,1 MW.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

Avec :

- N_{EDC} : le nombre d'années d'historique caractéristique de la Filière de l'EDC. Selon la Filière, N_{EDC} prend les valeurs suivantes :
  - Solaire : N=5 ;
  - Fil de l'eau et Eclusé : N=10 ;
  - Eolien onshore et Eolien offshore : N=5.
- $PP2_{AL-j}$: la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison AL-j, ou période de pointe équivalente si l'Année AL-j n'est pas une Année de Livraison au sens du Mécanisme de Capacité. La période de pointe équivalente pour une Année hors du Mécanisme est définie selon les modalités de l'article 7.3.2.2.

- $C_{Filière,AL,EDC}$: le coefficient $C_{Filière,AL}$ relatif à la Filière de l'EDC, pour l'Année de Livraison AL, conforme à l'article 7.1.5.
- $C_{AL,EDC}$: le paramètre C_{AL} de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conforme à l'article 7.1.4.
- $\text{Productible}_{EDC}[h]$: la donnée de production, issue des Installations de Comptage, au Pas Demi Horaire H, conformément aux dispositions de l'article 7.3.2.1.

7.3.2.3.2 Formule pour une Capacité ou Ensemble de Capacités avec historique insuffisant

Une EDC dont la Capacité ou les Capacités ont un historique insuffisant et qui est certifiée selon la méthode normative, a un Niveau de Capacité Certifié initial NCCi calculé selon la formule suivante :

$$NCCi_{AL,EDC} = C_{AL,EDC} \times C_{Filière,AL,EDC} \times \frac{1}{\sum_{i=1}^{N_{EDC}} \sum_{h \in PP2_{AL-i-4}} h} \times \sum_{Capacités \in EDC} \sum_{i=1}^{N_{EDC}} \sum_{h \in PP2_{AL-i-4}} Chronique_{EDC}[h]$$

La valeur du Niveau de Capacité Certifié est arrondie à 0,1 MW.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3, 4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

Avec :

- N_{EDC} : le nombre d'années d'historiques caractéristiques de la Filière de la Capacité ci-dessous. Selon la Filière, N_{EDC} prend les valeurs suivantes :
    - Solaire : N=5 ;
    - Fil de l'eau et Eclusé : N=10 ;
    - Eolien onshore et Eolien offshore : N=5.
- $PP2_{AL-j}$: la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison AL-j, ou période de pointe équivalente si l'Année AL-j n'est pas une Année de Livraison au sens du Mécanisme de Capacité. La période de pointe équivalente pour une Année hors du mécanisme est définie selon les modalités de l'article 7.3.2.2 ;
- $C_{Filière\ ,AL,EDC}$: le coefficient relatif à la filière de l'EDC, pour l'Année de Livraison AL, conforme aux dispositions de l'article 7.1.5 ;
- $\text{Chronique}_{EDC}[h]$: la chronique attribuée à l'EDC d'historique insuffisant. Il s'agit soit :
    - de la Chronique Equivalente, conforme à la proposition Notifiée et acceptée par le Titulaire de l'EDC ;
    - de la chronique $\text{Productible}_{EDC}[h]$ s'il s'agit d'une Année de Livraison sur laquelle l'historique de production est valable et conforme aux dispositions de l'article 7.3.2.1.

7.4 Demande de certification

7.4.1 Obligation de certification des Capacités

Toute Capacité de Production En Service pendant une Année de Livraison doit faire l'objet d'un Contrat de Certification pour cette Année de Livraison. Si RTE ou un GRD constate que, pour une Année de Livraison, une Capacité En Service ne fait pas l'objet d'un Contrat de Certification alors qu'elle le devrait en application de l'article L. 321-16, il en informe la CRE et RTE le cas échéant.

Toute Capacité d'Effacement Existante pour l'Année de Livraison AL doit être certifiée pour l'Année de Livraison AL+1, ou faire l'objet d'un avis de fermeture, conformément aux modalités de l'article 7.7. Si RTE ou un GRD constate que pendant une Année de Livraison, une Capacité d'Effacement En Service ne fait pas l'objet d'un Contrat de Certification et que l'Exploitant n'a pas fermé la Capacité conformément à l'article 7.7, il en informe la CRE et RTE le cas échéant.

7.4.2 Date Limite de Demande de Certification

7.4.2.1 Capacités de Production

7.4.2.1.1 Capacité de Production Existante

7.4.2.1.1.1Capacité de Production Existante En Service

Une Capacité de Production Existante En Service doit faire l'objet d'une Demande de Certification Notifiée entre le Début de Période de Livraison de l'Année AL-4 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL-3.

7.4.2.1.1.2Capacité de Production Existante En Projet

Une Capacité de Production Existante en Projet doit faire l'objet d'une Demande de Certification Notifiée entre le Début de Période de Livraison de l'Année AL-4 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.

7.4.2.1.2 Nouvelle Capacité de Production

7.4.2.1.2.1Nouvelle Capacité de Production En Service

Une Nouvelle Capacité de Production En Service (article 7.1.6.3.1.2) doit faire l'objet d'une Demande de Certification pour une Année de Livraison AL avant la plus tardive des deux dates suivantes :

- deux Mois après sa date de Mise En Service ;
- deux Mois avant le début de la Période de Livraison de l'Année de Livraison considérée.

7.4.2.1.2.2Nouvelle Capacité de Production En Projet

Une Nouvelle Capacité de Production en Projet peut faire l'objet d'une Demande de Certification Notifiée entre le Début de Période de Livraison de l'Année AL-4 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.

7.4.2.2 Capacité d'Effacement

La Demande de Certification d'une Capacité d'Effacement en Projet ou en Service est effectuée entre le Début de Période de Livraison de l'Année AL-4 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL.

7.4.2.3 Traitement des retards de certification

Toute Demande de Certification ne respectant pas les délais explicités dans les Règles doit être Notifiée à la CRE et à RTE par le GR concerné.

7.4.2.4 Révision exceptionnelle des dates limites de Demande de Certification sur proposition de RTE

RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision exceptionnelle de la date limite de Demande de Certification relative à certaines Capacités pour l'Année de Livraison AL. Cette révision ne peut conduire qu'à repousser la date limite initiale de Demande de Certification, et non à l'avancer.

Pour être valable pour l'Année de livraison AL, la nouvelle date limite de Demande de Certification doit être approuvée par le ministre en charge de l'énergie, après avis de la CRE, avant la date limite initiale de Demande de Certification.

7.4.3 Contenu de la Demande de Certification

7.4.3.1 Eléments administratifs

Lors de la Demande de Certification, l'Exploitant déclare les éléments administratifs suivants :

- L'Engagement ferme de signer le Contrat de Certification ;
- L'Année de Livraison pour laquelle la Capacité doit être certifiée ;
- L'identité du RPC auquel est rattachée la Capacité et l'accord de rattachement de l'Annexe 9 correspondant ;
- Le mandat de l'Exploitant de Capacité, le cas échéant ;
- Le numéro de requête pour l'EDC multi-GR, le cas échéant ;
- La constitution en Sites de l'EDC ;
- La Filière de l'EDC ;
- Le régime de certification : dérogatoire ou générique, accompagné d'un dossier technique justifiant le régime dérogatoire le cas échéant ;
- Le choix de la méthode de la certification (par le réalisé, ou normative) s'il s'agit d'une EDC bénéficiant du régime dérogatoire ;
- La caractéristique En Projet ou En Service ;
- La référence des Sites constituant l'EDC, qui est définie selon le raccordement du Site au RPD ou au RPT :
    - Pour les Sites raccordés au RPD, la référence du Site est :
        - le numéro de PDL pour les Sites de Soutirage relevant du domaine de tension Basse Tension jusqu'à 36 kVA inclus ;
        - le numéro de PRM ou de PDL pour les Sites de Soutirage ou d'Injection au-dessus de 36 kVA ;
        - le numéro de contrat CARD lorsque le Site dispose d'un contrat conclu directement avec le GRD.

- Pour les Sites raccordés au RPT, la référence est le numéro de contrat CART, le numéro de contrat de service de décomptes ou le numéro de SIRET pour les titulaires de contrat d'accès au réseau des clients achetant leur électricité aux tarifs réglementés.

Dans le cas d'une Capacité En Service, l'Exploitant doit fournir, en plus des éléments listés au premier paragraphe de cet article :

- Le ou les CAR de chaque Exploitant de Capacité, ou la preuve d'un contrat valide et référencé chez le GR.

Dans le cas d'une Capacité En Projet, l'Exploitant doit fournir en plus des éléments listés au premier paragraphe de cet article :

- Pour une Capacité de Production : une attestation que le premier terme du règlement financier a été perçu par le GR dans le cadre de la proposition de raccordement de la Capacité ;
- Pour une Capacité de Production ou d'Effacement : la date prévisionnelle de mise en Service ;
- Pour une Capacité de Production : le ou les conventions de raccordement ou la preuve d'un contrat valide et référencé chez le GR, le cas échéant ;
- Pour une Capacité de Production ou d'Effacement : l'attestation de la sécurisation financière du projet.

Lorsque la référence utilisée par les GR n'est pas connue de l'Exploitant, les GR mettent à disposition de l'Exploitant, qui en fait la demande, les moyens lui permettant d'obtenir la référence utilisée, à partir des informations suivantes :

- Pour les Sites raccordés au RPT :
    - le numéro de SIRET ;
- Pour les Sites raccordés au RPD :
    - le numéro de SIRET ; ou
    - l'adresse postale, constituée des éléments suivants :
        - le numéro de voie ;
        - le nom de la voie ;
        - le complément d'adresse (résidence, bâtiment, escalier, étage, emplacement à l'étage...) ;
        - le code postal ;
        - la commune.

Lorsque les éléments ci-dessus ne permettent pas à l'Exploitant d'identifier la référence du Site de Soutirage, le GRD peut, pour y parvenir, demander à l'Exploitant une ou des informations complémentaires parmi les éléments suivants :

- le nom de l'utilisateur du réseau (nom pour une personne physique, raison sociale avec nom du Site et numéro de SIRET pour une personne morale) ;
- et/ou le matricule du compteur ;
- et/ou le nombre de cadrans du compteur.

Lorsque l'Exploitant en fait la demande, pour les Sites de Soutirage raccordés au RPD, le GRD met à sa disposition un accès aux informations permettant l'identification du Site de Soutirage par sa référence.

7.4.3.2 Eléments techniques

Dans le cas d'une Capacité Certifiée selon la méthode de calcul par le réalisé, l'Exploitant de Capacité déclare lors de la Demande de Certification les éléments techniques suivants, nécessaires à l'évaluation de la contribution de cette Capacité à la réduction du risque de défaillance :

- $\text{PuissanceDisponible}_{AL,PP2,déclaré,EDC}$: la Puissance Disponible Effective prévisionnelle moyenne pendant la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison AL déclarée pour l'EDC, en MW.
- $\text{Emaxj}_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale Journalière déclarée de l'EDC égale à l'estimation de l'énergie maximale activable moyenne de l'EDC pendant les 10h que constitue la plage Journalière PP2. La valeur d'énergie maximale Journalière est définie en MWh.
- $\text{Emaxh}_{AL,déclaré,EDC}$: l'énergie maximale hebdomadaire déclarée de l' EDC, égale à l'estimation de l'énergie maximale activable moyenne de l'EDC pendant 5 Jours Ouvrés consécutifs de la Période de Livraison. La valeur d'énergie maximale hebdomadaire est définie en MWh.
- $\text{ValeurRéférence}_{AL,EDC}$: la Valeur de Référence choisie pour l'EDC dans les cas où celle-ci est fixée directement par le Titulaire d'EDC, conformément à l'article 7.3.1.3.4.2.
- Le caractère thermosensible ou non de l'EDC dans le cas des EDC d'Effacement.
- Les modalités d'activation.
- Les liaisons d'entité appliquées (article 7.4.5.3.3) pour la collecte et le contrôle de l'EDC.
- Les modalités de collecte et de contrôle de la Capacité conformément aux articles 7.8 et 7.9.

7.4.4 Destinataire de la Demande de Certification

7.4.4.1 Cas d'une EDC raccordée au RPT

Le Titulaire de l'EDC effectue une Demande de Certification pour une EDC raccordée au RPT pour une Année de Livraison AL auprès de RTE avant la date limite de Demande de Certification de l'EDC, conformément à l'article 7.4.2.

7.4.4.2 Cas d'une EDC raccordée à un unique RPD

7.4.4.3 Le Titulaire de l'EDC effectue une Demande de Certification pour une EDC raccordée au RPD pour une Année de Livraison AL auprès du GRD auquel l'EDC est raccordée avant la date limite de Demandes de Certification de l'EDC, conformément à l'article 7.4.2.Cas d'une EDC multi-GR

La procédure de demande pour une EDC raccordée à plusieurs GR s'effectue en 3 étapes.

Chacune de ces étapes est réalisée par un acteur unique, le Titulaire de l'EDC (l'Exploitant des Capacités, ou un mandataire).

7.4.4.3.1 Etape 1 : requête de certification pour une EDC multi-GR

Le Titulaire de l'EDC transmet une requête de certification pour une EDC multi-GR pour une Année de Livraison AL auprès de RTE avant la date limite de Demande de Certification de l'EDC (article 7.4.2).

La requête de certification pour une EDC multi-GR mentionne les GRD auxquels sont raccordés les Sites de l'EDC.

RTE attribue un numéro de requête pour l'EDC multi-GR concernée dans un délai de 5 Jours.

7.4.4.3.2 Etape 2 : Procédure de demande partielle

Pour chaque ensemble de Sites raccordés à un unique GR composant la future EDC multi-GR, le Titulaire de l'EDC effectue une demande partielle de certification pour une Année de Livraison AL auprès du GR auquel le Site ou l'ensemble de Sites est raccordé avant la date limite de Demande de Certification de l'EDC (article 7.4.2).

La demande mentionne le numéro de requête pour l'EDC multi-GR, attribué conformément aux modalités de l'article 7.4.4.3.1.

Le contenu de la demande est conforme aux dispositions de l'article 7.4.3.

Le contenu de la demande précise sa qualité de multi-GR de l'EDC.

Cette demande partielle de certification est traitée conformément aux dispositions des articles 7.5.1.1 et 7.5.1.2 si la demande est effectuée auprès d'un GRD.

Cette demande partielle de certification est traitée conformément aux dispositions de l'article 7.4.4.3.3 si la demande est effectuée auprès de RTE.

Cette demande partielle n'est pas conclue par la signature d'un Contrat de Certification.

7.4.4.3.3 Etape 3 : Finalisation de la Demande de Certification auprès de RTE

Le Titulaire de l'EDC Notifie à RTE que l'ensemble des demandes partielles de certification ont été effectuées auprès des GR adéquats, conformément aux modalités de l'article 7.4.4.1 ou 7.4.4.2.

La Notification comprend la mention du numéro de requête initialement attribué aux termes de l'article 7.4.4.3.1.

La Notification est réalisée avant la date limite de Demande de Certification de l'EDC (article 7.4.2).

RTE Notifie au Titulaire de l'EDC le Contrat de Certification. Le Contrat de Certification est établi sur la base de l'ensemble des déclarations des demandes partielles de certification avec un numéro de requête identique conformément à l'article 7.5.

7.4.5 Conformité de la Demande de Certification

7.4.5.1 Non-conformité de la Demande de Certification

Si la Demande de Certification est jugée non-conforme, elle peut être rejetée par RTE ou le GRD le cas échéant. Ledit refus est Notifié au titulaire de la Demande. Les motifs du refus y sont précisés.

7.4.5.2 Conditions selon la méthode de certification

Une EDC est constituée de Capacités toutes certifiées selon : soit la méthode de certification par le réalisé, soit la méthode normative de certification.

7.4.5.3 Constitution de l'EDC

7.4.5.3.1 Conditions en type de Sites

7.4.5.3.1.1Effacement et Production

Une EDC est constituée soit :

- d'un ensemble de Capacités de Production, exclusivement ;
- d'un ensemble de Sites de Soutirage, exclusivement.

Une EDC constituée de Capacités de Production est une EDC de Production.

Une EDC constituée de Sites de Soutirage est une EDC d'Effacement.

La constitution des EDC respecte l'ensemble des dispositions de l'article 7.4.5.3.1.2.

7.4.5.3.1.2Projet et En Service

7.4.5.3.1.2.1 Effacement

Une EDC d'effacement est soit en Service, soit en Projet.

Une EDC d'Effacement En Service est une Capacité d'Effacement en Service, au sens de l'article 7.1.6.2.2.4 ou 7.1.6.3.2.1.

Une EDC d'Effacement en Projet est une Capacité d'Effacement en Projet, au sens de l'article 7.1.6.2.2.3 ou 7.1.6.3.2.2.

7.4.5.3.1.2.2 Production

Une EDC de Production est constituée de Capacités de Production.

Une EDC de Production constituée de Capacités de Production en Service, et de Capacité de Production en Projet est une EDC de Production En Projet.

Une EDC de Production constituée de Capacités de Production En Projet est une EDC de Production En Projet.

Une EDC de Production constituée de Capacités de Production En Service est une EDC de Production En Service.

7.4.5.3.2 Conditions en Puissance

7.4.5.3.2.1EDC de Production

Une Capacité de Production de Puissance Installée supérieure ou égale à 100 MW doit constituer une EDC.

Une Capacité de Production de Puissance Installée supérieure ou égale à 1 MW et strictement inférieure à 100 MW peut :

- constituer exactement une EDC ;
- s'agréger avec une Capacité de Production ou des Capacités de Production de Puissance Installée inférieure à 100 MW pour constituer une EDC. Cette EDC peut alors avoir une Puissance Installée agrégée supérieure à 100 MW.

Une Capacité de Production de Puissance Installée strictement inférieure à 1 MW doit s'agréger avec une Capacité de Production ou des Capacités de Production de Puissance Installée inférieure à 100 MW pour constituer une EDC de Puissance Installée totale supérieure ou égale à 1 MW. Cette EDC peut alors potentiellement avoir une Puissance Installée agrégée supérieure à 100 MW.

S'agissant des EDC de sous-type Obligation d'Achat (telles que définies à l'article 7.1.7.4) dont les Sites sont raccordés au réseau d'une ELD ou dont le signataire du Contrat d'Obligation d'Achat est un Organisme Agréé, le seuil d'agrégation de 1 MW défini ci-dessus ne s'applique pas si l'ELD a déclaré son incapacité à respecter ce seuil. Les règles d'arrondi définies à l'article 7.3 continuent dans ce cas à s'appliquer.

7.4.5.3.2.2EDC d'Effacement

Un Site de Soutirage de Puissance Disponible supérieure ou égale à 100 MW doit constituer exactement une EDC.

Un Site de Soutirage de Puissance Disponible supérieure ou égale à 1 MW et strictement inférieure à 100 MW peut :

- constituer exactement une EDC ;
- s'agréger avec des Sites de Soutirage de Puissance Disponible déclarée inférieure à 100 MW pour constituer une EDC.

Un Site de Soutirage de Puissance Disponible strictement inférieure à 1 MW doit s'agréger avec un ou des Sites de Soutirage de Puissance Disponible inférieure à 100 MW pour constituer une EDC de Puissance totale supérieure ou égale à 1 MW.

7.4.5.3.3 Liaisons d'Entités

L'Exploitant déclare lors de la Demande de Certification le type de liaison d'entité s'appliquant à l'EDC pour son contrôle et sa collecte.

Par la demande de certification, le Titulaire de l'EDC s'engage à déclarer les entités visées par la liaison susmentionnée, et qui seront effectivement utilisées pour la collecte et le contrôle de l'EDC.Le type de liaison peut être modifié après certification, sur Notification du Titulaire de l'EDC à RTE jusqu'au début de Période de Livraison. Le Titulaire de l'EDC notifie également des modifications du type de liaison aux GRD auxquels sont raccordés les Sites de l'EDC.

Le type de liaison déclaré est conforme à l'un des types de l'article 7.4.5.3.4 ou 7.4.5.3.5.

7.4.5.3.4 Liaisons des entités pour des EDC de production

Une EDC de Production est soit liée à au moins une EDA, soit non liée.

Une EDC de Production de type non lié est une EDC dont les Sites de l'EDC n'appartiennent à aucune EDA.

Une EDC de Production liée à au moins une EDA est de trois types :

- type EDC/multiEDA : composition de l'EDC strictement égale à l'ensemble des compositions d'une ou plusieurs EDA ;
- type multiEDC/multiEDA : composition de plusieurs EDC strictement égale à la composition d'une ou plusieurs EDA ;

- type EDC/mutliEDA/HorsEDA : composition de l'EDC égale à plusieurs d'EDA et au moins un Site de Production n'appartenant à aucune EDA.

7.4.5.3.5 Liaisons des compositions pour des EDC d'effacement

Une EDC d'effacement peut être liée à au moins une EDA et/ou à au moins une EDE, ou non liée.

Une EDC d'effacement de type non lié est une EDC dont les Sites n'appartiennent à aucune EDA, ni à aucune EDE.

Une EDC d'effacement de type lié à au moins une EDE, et non liée à une EDA est une EDC dont tous les Sites de Soutirage appartiennent à au moins une EDE, et dont aucun Site de soutirage n'appartient à une EDA.

La composition d'une EDC d'effacement liée à au moins une EDE et non liée à une EDA est d'un type :

- type EDC/multiEDE : composition de l'EDC strictement égale à l'ensemble des compositions d'une ou plusieurs EDE.

Une EDC d'effacement liée à au moins une EDA et au moins une EDE est une EDC dont au moins un Site de Soutirage appartient à une EDA, et dont au moins un Site de Soutirage appartient à une EDE.

Une EDC d'effacement liée à au moins une EDA, et non liée à une EDE est une EDC dont tous les Sites de Soutirage appartiennent à au moins une EDA, et dont aucun Site de soutirage n'appartient à une EDE.

La composition d'une EDC d'effacement liée à au moins une EDA et non liée à une EDE est d'un type :

- type EDC/multiEDA : composition de l'EDC strictement égale à l'ensemble des compositions d'une ou plusieurs EDA.

La composition d'une EDC d'effacement liée à au moins une EDA et au moins une EDE est d'un type :

- type EDC/multiEDA/multiEDE : composition de l'EDC strictement égale à l'ensemble des compositions d'une ou plusieurs EDA et d'une ou plusieurs EDE.

7.4.5.3.6 Appartenance d'un Site de Production à une EDC

Sous réserve des dispositions de l'article 7.4.7, un Site d'Injection ne peut appartenir qu'à une unique EDC à tout instant.

7.4.5.4 Conditions sur les paramètres de certification déclarés

7.4.5.4.1 Puissance disponible prévisionnelle d'une Capacité de Production Existante, d'une Capacité de Production en Projet, d'une Capacité d'Effacement Existante

La Puissance Disponible prévisionnelle de l'EDC $PuissanceDisponible_{AL,PP2,déclaré,EDC}$ moyenne sur les Heures de la Période de Pointe PP2 ne peut être supérieure à :

- la somme des Puissances Installées des Sites de Production constituant l'EDC ;
- la somme des Puissances Souscrites Retenues ou équivalentes des Sites de Soutirage pour les Capacités d'Effacement Existantes.

7.4.5.4.2 Puissance disponible prévisionnelle d'une Capacité d'Effacement projet

La Puissance Disponible prévisionnelle de l'EDC $PuissanceDisponible_{AL,PP2,déclaré,EDC}$ moyenne sur les Heures de la Période de Pointe PP2 peut être supérieure à la somme des Puissances Souscrites Retenues des Sites de Soutirage qui constituent réellement l'EDC d'Effacement au moment de la Demande de Certification, sous réserve d'une sécurisation financière conformément à l'article 7.4.5.6, et attestée lors de la Demande de Certification.

7.4.5.5 Sécurisation financière pour une Capacité de Production En Projet

Une Capacité de Production Projet doit être sécurisée financièrement en fonction du niveau d'avancement du projet à la date de la demande de Certification.

Le niveau d'avancement du projet est évalué au regard de l'avancement réel des travaux à la date de la demande de Certification et du Niveau de Capacité Certifié, dans le cas d'une EDC de Production.

La Demande de Certification est jugée conforme, si elle contient une attestation de la sécurisation financière de la Capacité de Production Projet.

Les conditions de sécurisation financière sont fixées par les dispositions générales du Contrat de Certification.

7.4.5.6 Sécurisation financière pour les Capacités d'Effacement En Projet

Une Capacité d'Effacement En Projet doit être sécurisée financièrement en fonction du niveau d'avancement de la constitution en Site de Soutirages à la date de la demande de Certification.

Le niveau d'avancement du projet est évalué au regard, notamment, de la somme des Puissances Souscrites Retenues des Sites constituant l'EDC à la date de la Demande de Certification et du Niveau de Capacité Certifié.

La Demande de Certification est jugée conforme si elle contient une attestation de la sécurisation financière de la Capacité d'Effacement Projet.

Les conditions de sécurisation financière sont fixées par les dispositions générales du Contrat de Certification.

7.4.5.7 Date de la demande de Certification

La Demande de Certification d'une EDC est Notifiée par le Titulaire de l'EDC au GR concerné durant la période d'acception de Demande de Certification (article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

7.4.5.8 Traitement des autres Années de Livraison

Une Demande de Certification d'une EDC pour une Année de Livraison AL n'est pas valable si :

- une autre Demande de Certification pour cette même EDC, mais en vue d'une autre Année de Livraison, est en cours de traitement par le(s) GR ;
- pour les Capacités Existantes (hors Première Année de Livraison), l'EDC n'a pas encore été certifiée pour les Année de Livraison à venir, et antérieures à l'Année de Livraison de la demande visée.

7.4.6 Invitation des Capacités Existantes à effectuer une Demande de

Certification

Lorsque l'Exploitant d'une Capacité Existante qui n'a pas encore été certifiée pour une Année de Livraison donnée n'a ni fait de Demande de Certification 10 Jours avant la date limite prévue dans l'article 7.4.2, ni envoyé l'avis de fermeture de Capacité mentionné au II de l'article 11 du Décret, RTE ou le GRD auquel est raccordée la Capacité l'invite à faire sa Demande de Certification avant la date limite de Demande de Certification liée à cette Capacité.

Si, à l'issue de ce délai, aucune demande n'a été reçue par RTE ou le GRD concerné, celui-ci le notifie à la CRE, conformément à l'article 11-III du Décret.

7.4.7 Dispositions particulières s'appliquant aux Capacités bénéficiant d'un Contrat d'Obligation d'Achat

7.4.7.1 Dates relatives à l'Obligation d'Achat

A partir de la date de signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat pour un Site de Production (ou de la date de cession d'un Contrat d'Obligation d'Achat d'un Acheteur Obligé vers un Organisme agréé, qui correspond à la date de signature d'un nouveau Contrat d'Obligation d'Achat), l'Acheteur Obligé, (ou l'Organisme agréé), peut introduire la Demande de Certification (potentiellement via une demande de rééquilibrage d'une EDC) pour la délivrance des Garanties de Capacité correspondantes.

La date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat sert de référence s'agissant du partage des certificats entre l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) et l'Exploitant du Site concerné (ou son mandataire) dans le cas d'une double certification du Site pour une Année de Livraison donnée (appartenance du Site de Production à deux EDC différentes au cours de la même Année de Livraison).

La date de sortie d'Obligation d'Achat correspond à la date d'échéance du Contrat d'Obligation d'Achat ou à sa date de résiliation. Cette date est équivalente à la fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat.

7.4.7.2 Titulaire du Contrat de Certification

L'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) est le titulaire du Contrat de Certification d'une EDC dont les Capacités de Production sont sous Obligation d'Achat.

7.4.7.3 Articulation des responsabilités pour la Demande de Certification

7.4.7.3.1 Cas générique

Dans le cas d'une Demande de Certification pour une ou des Capacités de Production dont le ou les Sites de Production font l'objet d'un ou de Contrats d'Obligation d'Achat, l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) effectue la Demande de Certification.

7.4.7.3.2 Cas des entrées et sorties d'Obligation d'Achat

7.4.7.3.2.1Cas de l'entrée en Obligation d'Achat

S'agissant d'un Nouveau Site de Production en Service faisant l'objet d'un Contrat d'Obligation d'Achat signé avant le début d'une Année de Livraison ou pendant une Année de Livraison (par exemple suite à la cession d'un ancien Contrat d'Obligation d'Achat dans le cadre d el'article L. 314-6-1 du Code de l'énergie), celui-ci doit faire l'objet d'une Demande de Certification (potentiellement via une demande de rééquilibrage d'une EDC) par l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) en cas de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat avant ou pendant l'Année de Livraison, avant la plus tardive des trois dates suivantes :

- deux mois après la date de Mise En Service ;
- deux mois avant le début de l'Année de Livraison considérée ;
- deux mois après la date de signature du Contrat d'Obligation d'Achat.

S'agissant d'un Site de Production Existant En Service faisant l'objet d'un Contrat d'Obligation d'Achat signé avant le début d'une Année de Livraison ou pendant une Année de Livraison (par exemple suite à la cession d'un ancien Contrat d'Obligation d'Achat dans le cadre de l'article L. 314-6-1 du Code de l'énergie), celui-ci doit faire l'objet d'une Demande de Certification (potentiellement via une demande de rééquilibrage d'une EDC) en cas de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat avant ou pendant l'Année de Livraison, avant la plus tardive des deux dates suivantes :

- deux mois avant le début de l'Année AL-3 ;
- deux mois après la date de signature du Contrat d'Obligation d'Achat.

Dans les deux cas, en cas de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat au cours d'une Année de Livraison, le Site doit également faire l'objet, pour cette Année, d'une Demande de certification de la part de l'Exploitant (ou de son mandataire), aux dates prévues à l'article 7.4.2. Dans ce cas, les deux Demandes de Certification doivent préciser la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat du Site en question, et en apporter la preuve contractuelle.

7.4.7.3.2.2Cas de la sortie d'Obligation d'Achat

S'agissant d'un Site sortant d'Obligation d'Achat à la date prévue dans le Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison, l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) et l'Exploitant (ou son mandataire) doivent tous les deux faire une Demande de Certification du Site pour l'Année de Livraison concernée par le changement de statut.

S'agissant d'un Nouveau Site de Production En Service sortant d'Obligation d'Achat avant le début d'une Année de Livraison ou pendant une Année de Livraison (date différente de celle prévue dans le Contrat d'Obligation d'Achat), celui-ci doit faire l'objet d'une Demande de Certification (potentiellement via une demande de rééquilibrage d'une EDC) par l'Exploitant (ou son mandataire) avant la plus tardive des trois dates suivantes :

- deux mois après la date de Mise En Service ;
- deux mois avant le début de l'Année de Livraison considérée ;
- deux mois après la date de résiliation du Contrat d'Obligation d'Achat.

S'agissant d'un Site de Production Existant En Service sortant d'Obligation d'Achat avant le début d'une Année de Livraison ou pendant une Année de Livraison, celui-ci doit faire l'objet d'une Demande de Certification (potentiellement via une demande de rééquilibrage d'une EDC) par l'Exploitant (ou son mandataire) avant la plus tardive des deux dates suivantes :

- deux mois avant le début de l'Année de Livraison concernée ;
- deux mois après la date de résiliation du Contrat d'Obligation d'Achat.

Dans ces deux derniers cas, en cas de sortie d'Obligation d'Achat au cours d'une Année de Livraison, le Site doit également faire l'objet, pour cette Année, d'une Demande de Certification de la part de l'Acheteur Obligé (ou de l'Organisme Agréé le cas échéant), aux dates prévues à l'article 7.4.2. Dans ce cas, les deux Demandes de Certification doivent préciser la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat du Site en question, et en apporter la preuve contractuelle.

7.4.7.4 Partage des certificats dans le cas d'un Site dont la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ou la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat est en cours d'Année de Livraison (double certification)

7.4.7.4.1 Partage des responsabilités

Un Site dont la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ou la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat est en cours d'Année de Livraison doit faire l'objet de deux Demandes de Certification pour cette Année de Livraison, conformément à l'article 7.4.7.3. Chacun des deux Titulaires d'EDC est responsable de la Demande de Certification sur la période qui lui incombe.

7.4.7.4.2 Unicité de la méthode de certification sur une Année de Livraison et cohérence des Demandes de Certification en cas de double certification

Dans le cas d'une double certification d'un Site pour une même Année de Livraison, les deux EDC auxquelles il appartient doivent être certifiées selon la même méthode de certification :

- Dans le cas où l'Exploitant, ou son mandataire, (respectivement l'Acheteur Obligé ou l'Organisme Agréé le cas échéant) aurait déjà procédé à une Demande de Certification pour une EDC comprenant le Site sur l'intégralité de l'Année de Livraison car il n'anticipait pas la signature du Contrat d'Obligation d'Achat (respectivement la sortie d'Obligation d'Achat) de ce Site sur cette Année de Livraison, alors la méthode de certification utilisée est conforme à son choix initial ;
- Sinon, la méthode de certification choisie résulte d'un commun accord entre les deux acteurs concernés ou, à défaut, correspond à la méthode normative.

En outre, en cas de double certification, l'Exploitant (ou son mandataire) et l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) notifient au GRD concerné le cas échéant et à RTE la méthode de certification choisie et s'assurent de la cohérence de leurs Demandes de Certification respectives, au regard des performances du Site.

Le GRD concerné ou RTE peut rejeter une des deux Demandes de Certification si les déclarations conjointes ne sont pas compatibles au vu de la performance du Site. Le GRD concerné ou RTE invite, le cas échéant, le Titulaire de la Demande non conforme à réévaluer sa Demande de Certification.

7.4.7.4.3 Coefficients de pondération pour le partage des certificats

Les coefficients $Re_{AL,Site}$ et $Rs_{AL,Site}$ sont utilisés pour calculer la répartition des NCC et NCE avant et après la prise d'effet (cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat) et la fin de prise d'effet (cas de la sortie d'Obligation d'Achat) du Contrat d'Obligation d'Achat d'un Site.

Le coefficient $Re_{AL,Site}$, respectivement $Rs_{AL,Site}$, reflète la part de responsabilité de l'Exploitant, ou de son mandataire, sur la disponibilité du Site en fonction de la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat, respectivement de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat.

Ils sont calculés selon les formules suivantes :

$$Re_{AL,Site} = \frac{1}{n_{AL}} \times \sum_{j \in AL, j \leq D_{PriseEffetOA}} (c_j \times I_j)$$

$$Rs_{AL,Site} = \frac{1}{n_{AL}} \times \sum_{j \in AL, j > D_{FinPriseEffetOA}} (c_j \times I_j)$$

Avec :

- $D_{PriseEffetOA}$: la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ;
- $D_{FinPriseEffetOA}$: la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ;
- I_j = 1 si j est un jour éligible PP2, et I_j = 0 sinon ;
- c_j: coefficient de pondération associé au jour j ; ces coefficients sont mensuels et leurs valeurs sont données ci-dessous :

$j \in$	Janvier	Février	Mars	Novembre	Décembre	Avril à octobre
c_j	0,52941	0,21176	0,02353	0,01765	0,21765	0

- n_{AL} est calculé de la sorte :

$$n_{AL} = \sum_{j \in AL} (c_j \times I_j)$$

7.4.7.4.4 Calcul du Niveau de Capacité Certifié

7.4.7.4.4.1Maille de déclaration des paramètres de certification

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet de Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison pour un Site donné, les paramètres de certification doivent être fournis le cas échéant par les deux Titulaires d'EDC concernés :

- à la maille du Site concerné ;
- à la maille de chacune des deux EDC contenant le Site.

7.4.7.4.4.2Cas d'un Site certifié selon la méthode de certification basée sur le réalisé

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison pour un Site donné, un NCC_{Site} fictif à la maille du Site est calculé pour chacun des deux Titulaires d'EDC contenant le Site :

Ce NCC_{Site} fictif correspond à :

- pour l'Exploitant, ou son mandataire :

$$NCC_{AL,Site,Ex} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times Re_{AL,Site} \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{AL,certifié,Site}$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCC_{AL,Site,Ex} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times Rs_{AL,Site} \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{AL,certifié,Site}$$

(cas de la sortie d'obligation d'achat)

- pour l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) :

$$NCC_{AL,Site,AO} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times (1 - Re_{AL,Site}) \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{AL,certifié,Site}$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCC_{AL,Site,AO} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times (1 - Rs_{AL,Site}) \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{AL,certifié,Site}$$

(cas de la sortie d'obligation d'achat)

L'ensemble des paramètres PuissanceDisponible, K et C sont calculés conformément à l'article 7.3.1, pour une EDC équivalente au Site.

Les NCC_{Site} fictifs sont ensuite intégrés dans le calcul des NCC des deux EDC contenant le Site concerné.

7.4.7.4.4.3Cas d'un Site certifié selon la méthode de certification normative

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison pour un Site donné, un NCC_{Site} fictif à la maille du Site est calculé pour chacune des deux EDC contenant le Site.

Ce NCC_{Site} fictif correspond à :

- pour l'Exploitant, ou son mandataire :

$NCC_{AL,Site,Ex} = NCCi_{AL,Site} \times Re_{AL,Site}$ (cas de l'entrée en Obligation d'Achat)

$NCC_{AL,Site,Ex} = NCCi_{AL,Site} \times Rs_{AL,Site}$ (cas de la sortie d'Obligation d'Achat)

- pour l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) :

$NCC_{AL,Site,AO} = NCCi_{AL,Site} \times (1 - Re_{AL,Site})$ (cas de l'entrée en Obligation d'Achat)

$NCC_{AL,Site,AO} = NCCi_{AL,Site} \times (1 - Rs_{AL,Site})$ (cas de la sortie d'Obligation d'Achat)

Avec $NCCi_{AL,Site}$ le NCC_{Site} fictif selon la méthode de certification normative, calculé conformément à l'article 7.3.2.

Les NCC_{Site} fictifs sont ensuite intégrés dans le calcul des NCC des deux EDC contenant le Site concerné.

7.5 Certification

7.5.1 Certification d'une EDC raccordée au RPD

7.5.1.1 Contrat GRD-Exploitant

A compter de la date de réception par le GRD, auquel la Capacité est raccordée, d'une Demande de Certification conforme, le GRD dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour transmettre à l'Exploitant un contrat GRD-Exploitant qui indique pour la Capacité concernée :

- les modalités du contrôle de la Capacité ;
- les modalités de facturation, par le GR auquel est raccordée la Capacité, des frais exposés par celui-ci pour la certification et le contrôle de la Capacité défini à l'article 7.13.

L'Exploitant de Capacité dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour retourner le Contrat GRD-Exploitant au GRD, signé en deux exemplaires et accompagné du règlement de la facture mentionnée au 7.13.

Si le délai de 15 Jours susmentionné est dépassé, alors :

- la Demande de Certification est rejetée (non conforme pour traitement par RTE) ;
- les frais de certification, relatifs au GRD, sont dûs et facturés au titulaire de la demande initiale.

La conclusion du Contrat GRD-Exploitant est une condition préalable à la conclusion du Contrat de Certification entre RTE et l'Exploitant.

7.5.1.2 Lettre d'engagement à respecter des dispositions similaires à celles d'un contrat GRD-Exploitant dans le cas de la certification d'une EDC de type Obligation d'Achat par une ELD

S'agissant d'une ELD pour laquelle les rôles d'Acheteur Obligé et de GRD ne sont pas portés par deux personnes morales distinctes, celle-ci signe, en lieu et place du contrat GRD-Exploitant, une lettre d'engagement à respecter des dispositions similaires à celles d'un contrat GRD-Exploitant, reprenant les éléments strictement nécessaires à l'établissement du Contrat de Certification.

7.5.1.3 Transmission du dossier de certification du GRD à RTE

A compter de la date de réception du contrat GRD-Exploitant signé par l'Exploitant de Capacité ou de la lettre d'engagement à respecter des dispositions similaires à celles d'un contrat GRD-Exploitant signé par l'ELD le cas échéant, et du paiement de la facture mentionnée au 7.13, le GRD dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour transmettre à RTE :

- la Demande de Certification ;
- le contrat GRD-Exploitant ou la lettre d'engagement à respecter des dispositions similaires à celles d'un contrat GRD-Exploitant ;
- la proposition de Contrat de Certification, incluant notamment les paramètres de certification déclarés par l'Exploitant dans sa Demande de Certification, ainsi que la proposition d'un Niveau de Capacité Certifié.

7.5.1.4 Transmission des GRD aux Exploitants

La facture liée aux frais de certification pour les Capacités raccordées au Réseau de Distribution est envoyée par chacun des GRD concernés pour une EDC donnée.

Les modalités de facturation des frais de certification sont conformes à l'article 7.13.

7.5.1.5 Echanges entre RTE et Exploitants pour la certification

A compter de la date de réception par RTE du dossier de certification conforme transmis par le GRD, RTE dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour transmettre le Contrat de Certification à l'Exploitant.

L'Exploitant de Capacité dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour retourner le Contrat de Certification à RTE signé en deux exemplaires.

Si le délai de 15 Jours susmentionné est dépassé, alors les frais de certification éventuels (article 7.13) dus à RTE sont doublés.

Si le délai de 15 Jours susmentionné est dépassé, alors la Demande de Certification est annulée et RTE en informe le GRD.

7.5.1.6 Transmission de RTE aux GRD

A compter de la date de réception par RTE du Contrat de Certification cosigné de l'Exploitant et de RTE, RTE dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour le mettre à disposition du GRD auquel la Capacité est raccordée.

7.5.1.7 Contenu du Contrat de Certification

Le Contrat de Certification précise le Niveau de Capacité Certifié l'Année de Livraison donnée AL calculé par RTE conformément :

- aux valeurs des paramètres déclarées par l'Exploitant dans sa Demande de Certification ;
- aux valeurs des paramètres déclarées par le Titulaire de l'EDC, dans la dernière demande de rééquilibrage, le cas échéant ;
- s'il s'agit d'une EDC certifiée par la méthode sur le réalisé : au nouveau Niveau de Capacité Certifié calculé selon les derniers paramètres déclarés lors d'une demande de rééquilibrage (article 7.6.3.2) le cas échéant ;
- s'il s'agit d'une EDC certifiée par la méthode normative : au nouveau Niveau de Capacité Certifié calculé selon le Niveau de Capacité Certifié initial (article 7.3.2 corrigé du montant de Garanties restitué ou réclamé conformément à la demande de rééquilibrage (article 7.6.3.2);
- à la liaison d'entité pour le contrôle.

Le Contrat de Certification reprend l'intégralité des paramètres déclarés lors de la Demande de Certification (7.4).

A compter de la date de réception du Contrat de Certification signé par l'Exploitant de Capacité et du paiement de la facture liée aux frais de certification, RTE émet le montant des Garanties de Capacité sur le registre des Capacités certifiées et délivre le montant de Garanties au compte du Titulaire de l'EDC au registre des Garanties de Capacité, conformément aux modalités de l'article 9.1.

7.5.2 Certification d'une EDC raccordée au RPT

7.5.2.1 Echanges entre RTE et les Exploitants pour la certification

A compter de la date de réception par RTE de la Demande de Certification RPT, RTE dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour transmettre le Contrat de Certification à l'Exploitant de Capacité.

L'Exploitant dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés, et avant la date limite de Demande de Certification, pour retourner le Contrat de Certification à RTE signé en deux exemplaires, et régler la facture susmentionnée.

Si le délai de 15 Jours susmentionné est dépassé, alors les frais de certification dus à RTE sont doublés.

7.5.2.2 Contenu du Contrat de Certification

Le Contrat de Certification précise le Niveau de Capacité Certifié l'Année de Livraison donnée AL calculé par RTE conformément :

- aux valeurs des paramètres déclarées par l'Exploitant de Capacité dans sa Demande de Certification ;
- aux valeurs des paramètres déclarées par le Titulaire de l'EDC dans la dernière demande de rééquilibrage, le cas échéant ;
- s'il s'agit d'une EDC certifiée par la méthode sur le réalisé : au nouveau Niveau de Capacité Certifié calculé selon les derniers paramètres déclarés lors d'une demande de rééquilibrage (article 7.6.3.2) le cas échéant ;
- s'il s'agit d'une EDC certifiée par la méthode normative : au nouveau Niveau de Capacité Certifié calculé selon le Niveau de Capacité Certifié initial (article 7.3.2) corrigé du montant de Garanties restitué ou réclamé conformément à la demande de rééquilibrage (article 7.6.3.2).

Le Contrat de Certification reprend l'intégralité des paramètres déclarés lors de la Demande de Certification (article 7.4).

A compter de la date de réception du Contrat de Certification signé par l'Exploitant et du paiement de la facture liée au frais de certification, RTE émet le montant des Garanties de Capacité sur le registre des Capacités certifiées et délivre le montant de Garanties de Capacité au compte de l'Exploitant de Capacité au registre des Garanties de Capacité, conformément aux modalités de l'article 9.1.

7.5.3 Certification d'une EDC multi-GR

7.5.3.1 Echanges entre RTE et les Exploitants

A compter de la date de réception de l'ensemble des demandes partielles de certification (conformes à l'article 7.4.4.3), RTE dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour transmettre le Contrat de Certification à l'Exploitant de Capacité.

L'Exploitant de Capacité dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés, et, le cas échéant, avant la date limite de Demande de Certification, pour retourner le Contrat de Certification à RTE signé en deux exemplaires.

En cas de dépassement de délai par l'Exploitant, les frais de certification (conformes à l'article 7.13) sont doublés.

7.5.3.2 Contenu du Contrat de Certification

Le Contrat de Certification précise le Niveau de Capacité Certifié l'Année de Livraison donnée AL calculé par RTE conformément :

- aux valeurs des paramètres déclarés par l'Exploitant de Capacité dans sa Demande de Certification ;

- aux valeurs des paramètres déclarés par le Titulaire de l'EDC dans la dernière demande de rééquilibrage, le cas échéant ;
- s'il s'agit d'une EDC certifiée par la méthode sur le réalisé : au nouveau Niveau de Capacité Certifié calculé selon les derniers paramètres déclarés lors d'une demande de rééquilibrage (article 7.6.3.2) le cas échéant ;
- s'il s'agit d'une EDC certifiée par la méthode normative : au nouveau Niveau de Capacité Certifié calculé selon le Niveau de Capacité Certifié initial (article 7.3.2) corrigé du montant de garantie restitué ou réclamé conformément à la demande de rééquilibrage (article 7.6.3).

Le Contrat de Certification reprend l'intégralité des paramètres déclarés lors de la Demande de Certification (7.4).

A compter de la date de réception du Contrat de Certification signé par l'Exploitant et du paiement de la facture liée au frais de certification, RTE émet le montant des Garanties de Capacité sur le registre des Capacités certifiées et délivre le montant de Garanties de Capacité au compte de l'Exploitant de Capacité au registre des Garanties de Capacité, conformément aux modalités de l'article 9.1.

7.6 Evolution d'une EDC pour une Année de Livraison

7.6.1 Le processus de déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification d'une EDC

7.6.1.1 Principes

Conformément à l'article 11 du Décret, le Titulaire d'une EDC tient informé le GRT ou le GRD auquel la/les Capacités sont raccordées, de toute évolution ou précision relative aux caractéristiques de la Capacité et aux conditions de son exploitation susceptible d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle-ci durant PP2.

Selon certaines conditions, précisées à l'article 7.6.1.2, les Titulaires d'EDC déclarent les évolutions de paramètres de certification, sans que cela ne modifie le Contrat de Certification. Les paramètres ainsi déclarés sont inscrits, à titre informatif, au registre des Capacités certifiées.

7.6.1.2 Condition de déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification

Le Titulaire d'une EDC dont le Niveau de Capacité Certifié est supérieur à 100 MW effectue une déclaration d'évolution des paramètres de certification au gestionnaire du réseau public de distribution ou de transport auquel est raccordée son EDC, lorsque que survient une modification majeure des conditions de son exploitation susceptible d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle-ci durant la Période de Pointe PP2.

Une modification est considérée majeure lorsqu'elle entraine une variation d'au moins 100 MW du Niveau de Capacité Certifié.

Le Titulaire de l'EDC effectue une déclaration d'évolution des paramètres de certification au plus tard 2 Jours Ouvrés après la prise de connaissance de la modification majeure des conditions d'exploitation génératrice de cette évolution.

Les déclarations d'évolution de certification sont effectuées entre la date de signature du Contrat de Certification de l'EDC et le 31 décembre de l'année AL.

Certaines informations, transmises dans le cadre du dispositif REMIT, pourront être utilisées par le GR

concerné, à condition que le Titulaire de l'EDC indique par écrit au GR l'existence et la localisation de ces informations.

7.6.1.3 Contenu de déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification

Cette déclaration d'évolution contient :

- les évolutions des caractéristiques de la Capacité ;
- les conditions d'exploitation susceptibles d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de la Capacité durant la Période de Pointe PP2.

Dans le cas d'une EDC raccordée à un GRD, le GRD concerné transmet ces informations à RTE au plus tard 2 Jours Ouvrés après la réception de la déclaration d'évolution des paramètres de certification.

7.6.1.4 Prise en compte de déclaration d'évolution des paramètres par RTE

RTE prend en compte dans le registre des Capacités certifiées au plus tard 5 Jours Ouvrés après la déclaration d'évolution des paramètres de certification.

7.6.2 Changement des caractéristiques d'un Contrat de Certification d'une EDC sans rééquilibrage de l'EDC

Tout changement de la constitution d'une EDC, sans impact sur le Niveau de Capacité Certifié, s'effectue en deux étapes.

Le Titulaire de l'EDC informe RTE et les GRD auquels la Capacité est raccordée, dans un délai de cinq jours après la prise d'effet du changement concerné. L'information mentionne : une référence du Site, la date de prise d'effet du changement, et le type de changement.

Le Titulaire de l'EDC Notifie ensuite tout changement dont il a informé RTE et les GRD auquels la Capacité est raccordée, au plus tard un Mois après la prise d'effet de celui-ci. La Notification mentionne : les Sites impactés, la date de prise d'effet du changement du périmètre de l'EDC, et la justification contractuelle associée (accord contractuel entre le Site et le Titulaire de l'EDC).

Le changement de constitution de l'EDC est conforme si sa prise d'effet n'a pas d'impact sur la conformité d'une Demande de Certification d'une EDC équivalente (article 7.4.5).

7.6.3 Rééquilibrage d'une EDC pour une Année de Livraison

7.6.3.1 Périmètre du rééquilibrage

Le RPC peut effectuer une demande de rééquilibrage si l'Exploitant anticipe que son niveau de Capacité effectif sera inférieur ou supérieur au niveau de Capacité certifié.

7.6.3.2 Demande de rééquilibrage

Le RPC effectue une demande de rééquilibrage au GRT ou au GRD selon le réseau auquel est raccordée la Capacité pour une EDC de son périmètre.

Pour les EDC multi-GR, la demande de rééquilibrage est adressée directement à RTE par le RPC, ainsi qu'aux GRD concernés en cas de changement de périmètre de l'EDC.

Pour une EDC et une Année de Livraison données, si une Demande de Certification ou de rééquilibrage est déjà en cours d'instruction par le GR concerné, le Titulaire de l'EDC ne pourra effectuer de nouvelle demande de rééquilibrage. Si cette contrainte empêche le RPC de l'EDC (ou un Exploitant de Capacité) de respecter ses obligations de certification, telles que décrites à l'article 7.4.1, il en informe le GR concerné.

7.6.3.2.1 Période de la demande de rééquilibrage

Le RPC effectue une demande de rééquilibrage pendant la période d'acceptation des demandes de rééquilibrage.

La période d'acceptation des demandes de rééquilibrage commence le 1er Janvier de l'année AL-4 et se clôt le 15 Janvier de l'année AL+1.

7.6.3.2.2 Contenu du dossier de demande de rééquilibrage

7.6.3.2.2.1Pour les EDC de Production certifiées selon la méthode de calcul par le réalisé et les EDC d'Effacement

Le dossier de demande de rééquilibrage pour une EDC contient :

- un nouveau dossier de Demande de Certification, conformément à l'article 7.4.3. Ce dossier contient une mise à Jour des paramètres techniques et les modifications liées à l'EDC ;
- l'accord du titulaire du Contrat de Certification de l'EDC concernée.

7.6.3.2.2.2Pour les EDC de Production certifiées selon la méthode normative

Le dossier de demande de rééquilibrage pour une EDC contient :

- un nouveau dossier de Demande de Certification, conformément à l'article 7.4.3. Ce dossier contient une mise à Jour des paramètres techniques et les modifications liées à l'EDC ;
- dans le cas d'un rééquilibrage sans modification de la constitution de l'EDC, et donc dû à une évaluation à la baisse du niveau de disponibilité de l'EDC par rapport au calcul normatif, le volume de Garanties de Capacité rééquilibré à la baisse ;
- l'accord du titulaire du Contrat de Certification de l'EDC concernée.

7.6.3.2.3 Conformité du dossier de demande de rééquilibrage

Le dossier de demande de rééquilibrage est jugé conforme lorsqu'uniquement les paramètres techniques de certification et/ou la constitution de l'EDC ont été modifiés par rapport à la Demande de Certification initiale.

La demande de rééquilibrage vaut engagement du Titulaire de l'EDC de signer le nouveau Contrat de Certification correspondant aux déclarations.

7.6.3.2.4 Date de transmission de la demande de rééquilibrage

Cette date de transmission correspond à la date de réception du dossier de demande conforme de rééquilibrage par le GR.

Pour les demandes de rééquilibrage d'une EDC d'une Année de Livraison AL effectuées pendant la Période de Livraison de l'Année de Livraison, la date de transmission de demande est prise en compte pour le calcul du règlement financier relatif aux rééquilibrages du RPC pour l'Année de Livraison AL.

7.6.3.2.5 Dispositions particulières s'appliquant aux EDC de type Obligation d'Achat

7.6.3.2.5.1Evolution de la constitution d'une EDC de sous-type Obligation d'Achat devant se traduire par une demande de rééquilibrage

Lorsqu'un Site de Production appartenant à une EDC de Production fait l'objet d'un Contrat d'Obligation d'Achat signé après la signature du Contrat de Certification de l'EDC, et dont la date de prise d'effet est antérieure au début de l'Année de Livraison (ou fait l'objet d'un Contrat d'Obligation d'Achat s'achevant après la signature du Contrat de Certification de l'EDC et dont la date de fin de prise d'effet est antérieure au début de l'Année de Livraison), alors le RPC duquel relève l'EDC a l'obligation d'effectuer une Demande de Rééquilibrage, précisant la sortie du périmètre de l'EDC du Site en question, et, dans le cas d'une EDC certifiée selon la méthode basée sur le réalisé, portant sur un volume de certificats cohérent avec l'évolution du périmètre de l'EDC.

S'agissant d'une EDC de sous-type Obligation d'Achat, le rééquilibrage doit être effectué selon les modalités de l'article 7.6.3.2.5.2.

7.6.3.2.5.2 Actualisation des EDC de sous-type OA

Le RPC d'une EDC de sous-type Obligation d'Achat effectue une actualisation des paramètres techniques de l'EDC et des modifications liées à l'EDC a minima tous les deux mois. Il en informe le GR auquel la Capacité est raccordée.

Lorsque cette actualisation conduit à une évolution potentielle du Niveau de Capacité Certifié de l'EDC inférieure à 1 MW, le RPC le Notifie au GR de l'EDC. Sous réserve de l'accord de ce dernier, l'obligation de rééquilibrage définie à l'article 7.6.3.2.5.1 ne s'applique pas pour le RPC concerné.

7.6.3.2.6 Cas d'une demande de rééquilibrage pour événement fortuit

Une indisponibilité fortuite résulte d'une anomalie imprévisible et irrésistible identifiée par le RPC. Elle rend impossible la mise à disposition de tout ou partie de la puissance disponible d'une EDC du Périmètre du RPC sur tout ou partie de la période de pointe PP2 d'une Année de Livraison ou de plusieurs Années de Livraison successives.

En cas d'indisponibilité fortuite majeure impliquant que le RPC considère que le NCC de l'ensemble des Capacités rattachées à son Périmètre n'est plus à Jour : le RPC effectue une déclaration de fortuit.

Pour cela, il Notifie, à RTE, au plus tard 2 Jours Ouvrés après l'indisponibilité fortuite en question, les informations suivantes, correspondant à la meilleure vision du RPC à date :

- l'EDC ou les EDC concernées et les Sites associés, à l'origine de l'indisponibilité fortuite ;
- la cause génératrice de l'indisponibilité fortuite ;
- la durée de l'indisponibilité ;
- le niveau de puissance indisponible.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés après la déclaration de fortuit, le RPC peut procéder à la demande de rééquilibrage (conformément à l'article 7.6.3.2).

En cas de demande de rééquilibrage, le prix unitaire de règlement associé à cette demande de rééquilibrage est nul si :

- elle est réalisée dans le délai des 2 Jours suivant la Notification de l'indisponibilité ;
- le volume de rééquilibrage demandé est proportionné à l'indisponibilité fortuite visée ;

- dans le cas de la première Année de Livraison concernée par l'indisponibiltié fortuite : le RPC n'a pas déjà fait deux, ou plus, demandes de rééquilibrage pour fortuit.

Dans l'un des cas contraires, le prix unitaire de règlement associé à cette demande de rééquilibrage est conforme à l'article 8.5.1.2.4.

7.6.3.3 Traitement d'une demande de rééquilibrage d'une EDC raccordée à un unique GRD

7.6.3.3.1 Contrat GRD-Exploitant

Dans un délai de 15 Jours après la réception d'une demande conforme de rééquilibrage d'une EDC, l'Exploitant de Capacité et le GRD auquel l'EDC est raccordée signent un nouveau contrat GRD-Exploitant.

La conclusion de ce contrat est une condition préalable à la conclusion du Contrat de Certification entre RTE et l'Exploitant.

7.6.3.3.2 Transmission du dossier de demande de rééquilibrage du GRD à RTE

Le GRD transmet à RTE dans un délai de 1,5 Mois après la réception de la Demande Certification conforme de l'Exploitant de Capacité :

- le dossier de Demande de rééquilibrage ;
- le nouveau contrat GRD-Exploitant.

La proposition du nouveau Contrat de Certification incluant notamment les paramètres de certification déclarée par l'Exploitant et une proposition de Niveau de Capacité Certifié.

7.6.3.4 Traitement d'une demande de rééquilibrage d'une EDC multi-GR

7.6.3.4.1 Destinataire de la demande de rééquilibrage

Pour une EDC multi-GR, le RPC effectue une demande de rééquilibrage partielle auprès des GR concernés par une modification de contrat GRD-Exploitant et/ou du Contrat de Certification résultant du rééquilibrage en question.

La demande de rééquilibrage partielle mentionne le numéro de requête qui avait été délivré par RTE lors de la demande de certification initiale.

7.6.3.4.2 Contrat GRD-Exploitant

Dans un délai de 15 Jours après la réception d'une demande conforme de rééquilibrage partielle d'une EDC, l'Exploitant et le GRD auquel l'EDC est raccordée signent un nouveau contrat GRD- Exploitant.

La conclusion de ce contrat est une condition préalable à la conclusion du Contrat de Certification entre RTE et l'Exploitant.

7.6.3.4.3 Transmission à RTE

Dès lors qu'un RPC souhaite effectuer une demande de rééquilibrage partielle auprès d'un ou plusieurs GR pour une EDC multi-GR, il Notifie à RTE les GRD destinataires d'une demande de rééquilibrage partielle.

Les GRD transmettent à RTE dans un délai de 1,5 Mois après la réception de demande conforme de certification de l'Exploitant de Capacité :

- le dossier de demande de rééquilibrage partielle ;
- le nouveau contrat GRD-Exploitant.

La demande de rééquilibrage est complète est conforme pour RTE dès lors que toutes les demandes de rééquilibrage partielles conformes ont été transmises par les GRD à RTE (au regard de la Notification mentionnée dans le premier paragraphe du présent article).

La proposition du nouveau Contrat de Certification incluent notamment les paramètres de certification déclarée par l'Exploitant et une proposition de Niveau de Capacité Certifié.

7.6.3.5 Traitement d'une demande de rééquilibrage d'une EDC raccordée uniquement à RTE

RTE procède directement à la notification du rééquilibrage, conformément à l'article 7.6.3.6.

7.6.3.6 Notification du rééquilibrage

Au plus tard 1 Mois après la réception d'une demande de rééquilibrage conforme, RTE Notifie au RPC le volume de rééquilibrage retenu pour la Capacité concernée, qui correspond à la différence entre l'ancien NCC et le nouveau NCC. Le volume correspond soit à un rééquilibrage à la hausse, soit à un rééquilibrage à la baisse.

Dans le cas d'une EDC certifiée selon la méthode normative, RTE Notifie au RPC le montant de Garanties de Capacité retenu pour son rééquilibrage, au regard de sa demande.

7.6.3.7 Nouveau Contrat de certification

7.6.3.7.1 Cas d'un rééquilibrage à la baisse

7.6.3.7.1.1Demande de restitution

RTE effectue, en même temps que la notification du rééquilibrage, une demande de restitution après la réception du dossier de demande conforme de rééquilibrage.

7.6.3.7.1.2Restitution

Le RPC est tenu de restituer sur le compte de restitution de RTE du registre des Garanties de Capacité, dans un délai de 15 Jours après la demande de restitution, les Garanties de Capacité correspondant au volume de rééquilibrage retenu.

7.6.3.7.1.3Transmission et signature du nouveau Contrat de Certification

Si le montant de Garanties de Capacité est effectivement restitué dans le délai imparti, à compter de la date de restitution, RTE dispose d'un délai de 1 Mois pour transmettre le nouveau Contrat de Certification au Titulaire du Contrat de Certification initial ainsi que la notification des montants liés au frais de rééquilibrage au RPC.

Les modalités de notification des frais de rééquilibrage sont définies à l'article 7.13.

Le titulaire du Contrat de Certification initial dispose d'un délai de 1 Mois pour retourner le Contrat de Certification signé en deux exemplaires et verser les montants liés aux frais de rééquilibrage.

A compter de la date de réception du nouveau Contrat de Certification signé par le Titulaire du Contrat de Certification initial et du paiement des montants liés aux frais de rééquilibrage par le RPC, RTE indique le montant du rééquilibrage à la baisse en Garanties de Capacité sur le registre des Capacités certifiées.

Lorsque l'EDC est raccordée au RPD, RTE transmet un exemplaire du nouveau Contrat de certification au GRD concerné.

Si les Garanties ne sont pas restituées, ou si elles le sont au-delà du délai imparti, la demande de rééquilibrage est réputée nulle et non avenue.

7.6.3.7.2 Cas d'un rééquilibrage à la hausse

7.6.3.7.2.1Transmission et signature du nouveau Contrat de Certification

A compter de la date de notification du rééquilibrage, RTE dispose d'un délai d'un Mois pour transmettre le nouveau Contrat de Certification au Titulaire de l'EDC pour lui notifier les frais de rééquilibrage.

Les modalités de notification des frais de rééquilibrage sont définies à l'article 7.13.

Le titulaire du Contrat de Certification initial dispose d'un délai d'un Mois pour retourner le nouveau Contrat de Certification signé en deux exemplaires et verser les montants liés aux frais de rééquilibrage.

A compter de la date de réception du nouveau Contrat de Certification signé par le Titulaire du Contrat de Certification initial et du versement des montants liés aux frais de rééquilibrage par le RPC, RTE indique le montant du rééquilibrage à la hausse en Garanties de Capacité sur le registre des Capacités certifiées.

Lorsque l'EDC est raccordée au RPD, RTE transmet un exemplaire du Contrat de Certification au GRD concerné.

7.6.3.7.2.2Emission

Les Garanties de Capacité correspondant au volume de rééquilibrage notifié sont délivrées par RTE sur le compte du Titulaire du contrat dans le registre des Garanties de Capacité, au plus tard 15 Jours après la date de signature du nouveau Contrat de Certification.

7.6.3.7.3 Nouveau Niveau de Capacité Certifié

Le nouveau Niveau de Capacité Certifié, dans le cas d'une EDC certifiée par la méthode de calcul par le réalisé, est calculé par application de la méthode de calcul du NCC sur les nouveaux paramètres déclarés dans la demande, à condition qu'il ait conformément restitué les Garanties le cas échéant.

Le nouveau NCC, dans le cas d'une EDC certifiée par la méthode de calcul normative, est la différence entre le NCC initial et le volume de Garanties que le Titulaire de l'EDC restitue selon les modalités des articles 7.6.3.7.1.2.

7.6.4 Evolution du Tunnel de Certification en cas d'évolution d'une EDC pour une Année de Livraison

7.6.4.1 Cas des entrées ou sorties de Sites d'une EDC de Production

7.6.4.1.1 Recalcul de la Valeur de Référence d'une EDC de Production en cas d'entrées

ou de sorties de Sites de l'EDC

Jusqu'au 1er janvier de l'Année de Livraison AL, dans le cas d'une modification de la constitution d'une EDC pour l'Année de Livraison AL, la Valeur de Référence de l'EDC, $ValeurRéférence_{AL,EDC}$, est recalculée par le GR auquel l'EDC est raccordée pour prendre en compte cette modification, conformément aux modalités de l'article 7.3.1.3.4.2 ou de l'article 7.3.1.3.4.4.1 dans le cas des EDC multifilières.

La nouvelle Valeur de Référence de l'EDC est transmise à RTE par le GR auquel l'EDC est raccordée, dans un délai de 15 Jours Ouvrés.

7.6.4.1.2 Recalcul de la Marge d'Acceptabilité d'une EDC de Production en cas d'entrées ou de sorties de Sites de l'EDC

Jusqu'au 1er janvier de l'Année de Livraison AL, dans le cas d'une modification de la constitution d'une EDC de Production pour l'Année de Livraison AL, la Marge d'Acceptabilité s'appliquant à l'EDC, $MargeAcceptabilité_{AL,EDC}$, est recalculée pour prendre en compte cette modification, conformément aux modalités de l'article 7.3.1.3.4.3 ou de l'article 7.3.1.3.4.4.2 dans le cas des EDC multifilières.

La nouvelle Marge d'Acceptabilité de l'EDC est transmise à RTE par le GR auquel l'EDC est raccordée dans un délai de 15 Jours Ouvrés.

7.6.4.1.3 Sortie du Tunnel de Certification en cas d'entrées ou de sorties de Sites de l'EDC de Production sans qu'une demande de rééquilibrage ait été déposée

Dans le cas d'une modification de la constitution d'une EDC de Production pour l'Année de Livraison AL sans demande de rééquilibrage déposée pour l'EDC concernée, si, suite aux recalculs mentionnés aux articles 7.6.4.1.1 et 7.6.4.1.2 ci-dessus, le NCC de l'EDC est tel que la relation ci-dessous n'est plus vérifiée :

$$\begin{aligned} &ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul} \\ &- \left(PuissanceInstallée_{AL,EDC}\right. \\ &\left.\times MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}\right) \leq NCC_{AL,EDC} \\ &\leq ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul} \\ &+ \left(PuissanceInstallée_{AL,EDC}\right. \\ &\left.\times MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}\right) \end{aligned}$$

Avec :

- $NCC_{AL,EDC,AprèsRecalcul}$: le NCC de l'EDC.
- $PuissanceInstallée_{AL,EDC}$: la Puissance Installée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW).
- $ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul}$: la Valeur de Référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL déterminée suite au recalcul mentionné à l'article 7.6.4.1.1 (en MW) :
- $MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}$: la Marge d'Acceptabilité propre à la Filière à laquelle appartient l'EDC déterminée suite au recalcul mentionné à l'article 7.6.4.1.2 (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1).

Alors le GR concerné Notifie au Titulaire de l'EDC sa sortie du Tunnel de Certification.

Dans ce cas, le Titulaire de l'EDC peut :

- soit effectuer une demande de rééquilibrage afin de respecter à nouveau le Tunnel de Certification.
- soit déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification, conformément aux dispositions de l'article 7.3.1.3.3.

La possibilité d'une demande de dérogation est ouverte uniquement dans le cas où :

- Les paramètres déclarés correspondent bien aux meilleures estimations de disponibilité du Titulaire de l'EDC pour l'Année de Livraison AL.
- Les valeurs des paramètres de certification déclarés sont dûment justifiées par un dossier, remis au GR auquel l'EDC est raccordée. Ce dossier explicite les motifs techniques ou économiques d'une sortie du Tunnel de Certification. Il peut notamment comprendre des plannings de maintenance, des éléments permettant de justifier les niveaux de contraintes de stock déclarés, ou encore des documents d'Autorités Administratives Indépendantes. Une fois le dossier de demande de dérogation transmis à RTE, RTE dispose d'1 Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet.

  Si RTE estime, au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, que la demande de dérogation est injustifiée, RTE transmet à la CRE, en accompagnement de la demande de dérogation, un avis négatif. Si tel n'est pas le cas, RTE émet un avis positif, transmis à la CRE en accompagnement de la demande de dérogation.

Si à l'expiration d'un délai de 1 mois, la CRE n'a pas rejeté la demande de dérogation, alors :

- la Valeur de Référence de l'EDC est égale au NCC déclaré par le Titulaire de l'EDC ;
- la Marge d'Acceptabilité de l'EDC est déterminée conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 ou à l'article 7.3.1.3.4.4.2 dans le cas des EDC multifilières.

La CRE conserve la possibilité de rejeter la demande de dérogation au delà du premier mois après qu'elle a été déposée.

Si la CRE rejette le dossier, le Titulaire de l'EDC doit se rééquilibrer dans le Tunnel de Certification à ses frais. Sans demande de rééquilibrage de l'EDC concernée dans un délai de 10 Jours Ouvrés, RTE transmet les informations à la CRE et peut proposer l'application de mesures conservatoires à la CRE.

7.6.4.2 Cas du rééquilibrage d'une EDC sans modification de la constitution de l'EDC

Soit une EDC de Valeur de Référence $\text{ValeurRéférence}_{AL,EDC}$ et de Marge d'Acceptabilité $\text{MargeAcceptabilité}_{AL,EDC}$ procédant à un rééquilibrage. Alors :

- L'EDC peut se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse sans justifications spécifiques dans le cas où :
  - La relation suivante est respectée pour les EDC de Production et d'Effacement :

$$\begin{aligned} &ValeurRéférence_{AL,EDC} - \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right) \\ &\leq NCC_{AL,EDC,AprèsRééquilibrage} \\ &\leq ValeurRéférence_{AL,EDC} \\ &+ \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right) \end{aligned}$$

  - Et la relation suivante est respectée pour les EDC d'Effacement :

$$Kj_{AL,AprèsRéé quilibrage,EDC} \times Kh_{AL,AprèsRéé quilibrage,EDC} \leq BorneHauteContraintesStock_{AL}$$

Avec :

- $ValeurRéférence_{AL,EDC}$: la Valeur de Référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL, qui a été définie avant le rééquilibrage de l'EDC ;
- $MargeAcceptabilité_{AL,Filière}$: la Marge d'Acceptabilité de l'EDC conforme à la Filière de l'EDC pour l'Année de Livraison AL, qui a été définie avant le rééquilibrage de l'EDC ;
- $PuissanceTunnel_{AL,EDC}$: la Puissance Installée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL dans le cas d'une EDC de Production (en MW), ou la Puissance Souscrite Retenue dans le cas d'une EDC d'Effacement ;
- $NCC_{AL,EDC,AprèsRéé quilibrage}$: le nouveau NCC de l'EDC tel que déclaré dans la demande de rééquilibrage.
- $Kj_{AL,AprèsRéé quilibrage,EDC}$: le paramètre technique Kj de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.2.2.1 ;
- $Kh_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre technique Kh de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.2.2.2 ;
- $BorneHauteContraintesStock_{AL}$, la Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.3.4.1.

- Dans le cas contraire, le Titulaire de l'EDC doit déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification en accompagnement de la demande de rééquilibrage, conformément aux dispositions de l'article 7.3.1.3.3.

Le GR concerné vérifie que la demande de rééquilibrage est accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, conformément à l'article 7.3.1.3.3. Ce dossier est ensuite transmis à RTE en même temps que la demande de rééquilibrage. Si la demande de rééquilibrage n'est pas accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, demande de rééquilibrage est rejetée.

La possibilité d'une demande de dérogation est ouverte uniquement dans le cas où :

- Les paramètres déclarés correspondent bien aux meilleures estimations de disponibilité du Titulaire de l'EDC pour l'Année de Livraison AL.
- Les valeurs des paramètres de certification déclarés lors de la demande de rééquilibrage sont dûment justifiées par un dossier, remis au GR auquel l'EDC est raccordée en accompagnement de la demande de rééquilibrage. Ce dossier explicite les motifs techniques ou économiques d'une sortie du Tunnel de Certification. Il peut notamment comprendre des plannings de maintenance, des éléments permettant de justifier les niveaux de contraintes de stock déclarés, ou encore des documents d'Autorités Administratives Indépendantes. Une fois la demande de rééquilibrage transmise à RTE, avec le dossier de demande de dérogation, RTE dispose d'1 Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet.

Si RTE estime, au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, que la demande de dérogation est injustifiée, RTE transmet à la CRE, en accompagnement de la demande de dérogation, un avis négatif. Si tel n'est pas le cas, RTE émet un avis positif, transmis à la CRE en accompagnement de la demande de dérogation.

Si à l'expiration d'un délai de 1 mois, la CRE n'a pas rejeté la demande de dérogation, alors :

- la Valeur de Référence de l'EDC est égale au nouveau NCC déclaré par le Titulaire de l'EDC dans sa demande de rééquilibrage ;
- la Marge d'Acceptabilité de l'EDC est déterminée conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 ou à l'article 7.3.1.3.4.4.2 dans le cas des EDC multifilières
- Les coefficients $Kh_{AL,EDC}$ et $Kj_{AL,EDC}$ sont ceux déclarés dans la demande de rééquilibrage (cas des EDC d'Effacement).

La CRE conserve la possibilité de rejeter la demande de dérogation au delà du premier mois après qu'elle a été déposée.

Si la CRE rejette le dossier, la demande de rééquilibrage est rejetée.

7.6.4.3 Cas du rééquilibrage d'une EDC avec modification de la constitution de l'EDC

7.6.4.3.1 Cas d'une EDC de Production

Dans le cas d'une EDC de Production se rééquilibrant à la hausse ou à la baisse, avec modification de sa constitution :

- La Valeur de Référence de l'EDC $ValeurRéférence_{AL,EDC}$ et la Marge d'Acceptabilité $MargeAcceptabilité_{AL,EDC}$ s'appliquant à l'EDC sont recalculées pour prendre en compte cette modification, conformément aux modalités de l'article 7.3.1.3 ($ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul}$ et $MargeAcceptabilité_{AL,EDC,AprèsRecalcul}$).
- Suite à ce recalcul, le Titulaire de l'EDC doit déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification en accompagnement de la demande de rééquilibrage, conformément aux dispositions de l'article 7.3.1.3.3, si le NCC de l'EDC après rééquilibrage ($NCC_{AL,EDC,AprèsRééquilibrage}$) ne respecte pas la relation suivante :

$$\begin{aligned} &ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul} \\ &\quad - \left(PuissanceInstallée_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}\right) \\ &\quad \leq NCC_{AL,EDC,AprèsRééquilibrage} \\ &\quad \leq ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul} \\ &\quad + \left(PuissanceInstallée_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}\right) \end{aligned}$$

Avec :

- $NCC_{AL,EDC,AprèsRecalcul}$: le NCC de l'EDC.
- $PuissanceInstallée_{AL,EDC}$: la Puissance Installée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW).
- $ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul}$: la Valeur de Référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL déterminée suite au recalcul mentionné à l'article 7.6.4.1.1 (en MW) :

- $MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}$: la Marge d'Acceptabilité propre à la Filière à laquelle appartient l'EDC déterminée suite au recalcul mentionné à l'article 7.6.4.1.2 (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1).

Le GR concerné vérifie que la demande de rééquilibrage est accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, conformément à l'article 7.3.1.3.3. Ce dossier est ensuite transmis à RTE en même temps que la demande de rééquilibrage. Si la demande de rééquilibrage n'est pas accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, demande de rééquilibrage est rejetée.

La possibilité d'une demande de dérogation est ouverte uniquement dans le cas où :

- Les paramètres déclarés correspondent bien aux meilleures estimations de disponibilité du Titulaire de l'EDC pour l'Année de Livraison AL.
- Les valeurs des paramètres de certification déclarés lors de la demande de rééquilibrage sont dûment justifiées par un dossier, remis au GR auquel l'EDC est raccordée en accompagnement de la demande de rééquilibrage. Ce dossier explicite les motifs techniques ou économiques d'une sortie du Tunnel de Certification. Il peut notamment comprendre des plannings de maintenance, des éléments permettant de justifier les niveaux de contraintes de stock déclarés, ou encore des documents d'Autorités Administratives Indépendantes. Une fois la demande de rééquilibrage transmise à RTE, avec le dossier de demande de dérogation, RTE dispose d'1 Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet.

  Si RTE estime, au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, que la demande de dérogation est injustifiée, RTE transmet à la CRE, en accompagnement de la demande de dérogation, un avis négatif. Si tel n'est pas le cas, RTE émet un avis positif, transmis à la CRE en accompagnement de la demande de dérogation.

Si à l'expiration d'un délai de 1 mois, la CRE n'a pas rejeté la demande de dérogation, alors :

- la Valeur de Référence de l'EDC est égale au nouveau NCC déclaré par le Titulaire de l'EDC dans sa demande de rééquilibrage ;
- la Marge d'Acceptabilité de l'EDC est déterminée conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 ou à l'article 7.3.1.3.4.4.2 dans le cas des EDC multifilières.

La CRE conserve la possibilité de rejeter la demande de dérogation au delà du premier mois après qu'elle a été déposée.

Si la CRE rejette le dossier, la demande de rééquilibrage est rejetée.

7.6.4.3.2 Cas d'une EDC d'Effacement

Dans le cas d'une EDC d'Effacement se rééquilibrant à la hausse ou à la baisse, avec modification de sa constitution, si le Niveau de Capacité Certifié de l'EDC après rééquilibrage ($NCC_{AL,EDC,AprèsRééquilibrage}$) ne respecte pas la relation suivante :

Soit une EDC d'Effacement de Valeur de Référence $ValeurRéférence_{AL,EDC}$ et de Marge d'Acceptabilité $MargeAcceptabilité_{AL,EDC}$ procédant à un rééquilibrage à la hausse ou à la baisse, avec modification de la constitution de l'EDC. Alors :

- L'EDC peut se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse sans justifications spécifiques dans le cas où :
  - La relation suivante est respectée :

$$ValeurRéférence_{AL,EDC} - \left(PuissanceSoutirage_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right) \leq NCC_{AL,EDC,AprèsRééquilibrage} \leq ValeurRéférence_{AL,EDC} + \left(PuissanceSoutirage_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière}\right)$$

- Et la relation suivante est respectée :

$$Kj_{AL,AprèsRééquilibrage,EDC} \times Kh_{AL,AprèsRééquilibrage,EDC} \leq BorneHauteContraintesStock_{AL}$$

Avec :

- *ValeurRéférence*$_{AL,EDC}$: la Valeur de Référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL, qui a été définie avant le rééquilibrage de l'EDC ;
- *MargeAcceptabilité*$_{AL,Filière}$: la Marge d'Acceptabilité de l'EDC conforme à la Filière de l'EDC pour l'Année de Livraison AL, qui a été définie avant le rééquilibrage de l'EDC ;
- *PuissanceTunnel*$_{AL,EDC}$: la Puissance Installée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL dans le cas d'une EDC de Production (en MW), ou la Puissance Souscrite Retenue dans le cas d'une EDC d'Effacement ;
- *NCC*$_{AL,EDC,AprèsRééquilibrage}$: le nouveau NCC de l'EDC contenue dans la demande de rééquilibrage.
- *Kj*$_{AL,AprèsRééquilibrage,EDC}$: le paramètre technique Kj de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.2.2.1 ;
- *Kh*$_{AL,certifié,EDC}$: le paramètre technique Kh de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.2.2.2 ;
- BorneHauteContraintesStock$_{AL}$, la Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article 7.3.1.3.4.1.

- Dans le cas contraire, le Titulaire de l'EDC doit déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification en accompagnement de la demande de rééquilibrage, conformément aux dispositions de l'article 7.3.1.3.3.

Le GR concerné vérifie que la demande de rééquilibrage est accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, conformément à l'article 7.3.1.3.3. Ce dossier est ensuite transmis à RTE en même temps que la demande de rééquilibrage. Si la demande de rééquilibrage n'est pas accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, demande de rééquilibrage est rejetée.

La possibilité d'une demande de dérogation est ouverte uniquement dans le cas où :

- Les paramètres déclarés correspondent bien aux meilleures estimations de disponibilité du Titulaire de l'EDC pour l'Année de Livraison AL.

- Les valeurs des paramètres de certification déclarés lors de la demande de rééquilibrage sont dûment justifiées par un dossier, remis au GR auquel l'EDC est raccordée en accompagnement de la demande de rééquilibrage. Ce dossier explicite les motifs techniques ou économiques d'une sortie du Tunnel de Certification. Il peut notamment comprendre des plannings de maintenance, des éléments permettant de justifier les niveaux de contraintes de stock déclarés, ou encore des documents d'Autorités Administratives Indépendantes. Une fois la demande de rééquilibrage transmise à RTE, avec le dossier de demande de dérogation, RTE dispose d'1 Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet.

  Si RTE estime, au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, que la demande de dérogation est injustifiée, RTE transmet à la CRE, en accompagnement de la demande de dérogation, un avis négatif. Si tel n'est pas le cas, RTE émet un avis positif, transmis à la CRE en accompagnement de la demande de dérogation.

Si à l'expiration d'un délai de 1 mois, la CRE n'a pas rejeté la demande de dérogation, alors :

- la Valeur de Référence de l'EDC est égale au nouveau NCC déclaré par le Titulaire de l'EDC dans sa demande de rééquilibrage ;
- la Marge d'Acceptabilité de l'EDC est déterminée conformément à l'article 7.3.1.3.4.3 ou à l'article 7.3.1.3.4.4.2 dans le cas des EDC multifilières
- Les coefficients $Kh_{AL,EDC}$ et $Kj_{AL,EDC}$ sont ceux déclarés dans la demande de rééquilibrage (cas des EDC d'Effacement).

La CRE conserve la possibilité de rejeter la demande de dérogation au delà du premier mois après qu'elle a été déposée.

Si la CRE rejette le dossier, la demande de rééquilibrage est rejetée.

7.7 Fermeture d'une Capacité

Sans préjudice des dispositions énoncées à l'article 7.6.1, les dispositions suivantes s'appliquent aux capacités de Production ou d'Effacement Existantes, faisant l'objet d'une fermeture définitive ou temporaire.

7.7.1 Fermeture définitive d'une Capacité

7.7.1.1 Cas des Capacités non encore certifiées (fermeture anticipée avant la date limite de Demande de Certification)

Si l'Exploitant d'une Capacité de Production ou d'Effacement Existante, non encore certifiée pour une Année de Livraison donnée et n'ayant pas fait l'objet d'un avis de fermeture définitive pour une Année de Livraison précédente, prévoit que celle-ci fermera définitivement avant ou pendant cette Année de Livraison, il transmet au GR auquel sa Capacité est raccordée, avant la date limite de Demande de Certification, un avis de fermeture définitive de la Capacité.

Cet avis mentionne la date prévue de fermeture de la Capacité.

Les GRD transmettent à RTE les avis qu'ils reçoivent et les informations sur les conditions de fermeture effectivement constatées, au plus tard 15 Jours après la réception de l'avis de fermeture.

RTE transmet à la CRE l'avis de fermeture.

Si l'avis de fermeture prévoit que la fermeture interviendra pendant l'Année de Livraison, les valeurs des paramètres de certification déclarés sont justifiées par un dossier explicitant les motifs technico-économique d'un NCC non similaire aux NCC des Années de Livraison précédentes. Ce dossier est transmis à la CRE.

Si RTE constate que l'Exploitant n'a pas fermé la Capacité conformément à l'avis de fermeture, il en informe la CRE.

Une Capacité de Production ou d'Effacement Existante ayant fait l'objet d'un avis de fermeture définitive ne peut plus recevoir de garanties de Capacité pour les Années de Livraison débutant postérieurement à la date de fermeture mentionnée dans ledit avis de fermeture.

7.7.1.2 Cas des Capacités déjà certifiées (fermeture non anticipée avant la date limite de Demande de Certification)

Si l'Exploitant d'une Capacité de Production ou d'Effacement Existante, pour laquelle un Contrat de Certification a déjà été conclu pour une Année de Livraison donnée, prévoit que celle-ci fermera définitivement avant ou pendant cette Année de Livraison, il transmet au GR auquel est raccordée sa Capacité, dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture, un avis de fermeture définitive de la Capacité.

Cet avis mentionne la date prévue de fermeture de la Capacité.

Les GRD transmettent à RTE les avis qu'ils reçoivent et les informations sur les conditions de fermeture effectivement constatées, au plus tard 15 Jours après la réception de l'avis de fermeture.

RTE transmet à la CRE l'avis de fermeture.

Le RPC, auquel l'EDC concernée par la fermeture est rattachée, procède à un rééquilibrage pour chacune des Années de Livraison pour lesquelles la Capacité a déjà été certifiée et pour lesquelles la fin de la Période de Livraison est postérieure à la date de fermeture mentionnée dans l'avis de fermeture.

Pour chacune de ces Années de Livraison :

- Si l'avis de fermeture indique que la fermeture interviendra avant le début de l'Année de Livraison, le RPC concerné a l'obligation de restituer un montant de Garanties de Capacité équivalent au NCC indiqué dans le Contrat de Certification conclu entre le Titulaire de l'EDC et RTE. Cette restitution doit être effective dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture et effectuée dans des conditions équivalentes à celles d'un rééquilibrage, avec un NCC nul, entrainant une résiliation dudit Contrat de Certification.
- Si l'avis de fermeture indique que la fermeture interviendra pendant l'Année de Livraison, le RPC concerné a l'obligation de soumettre une demande de rééquilibrage à la baisse dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture. Le nouveau dossier de Demande de Certification, contenant la mise à jour des paramètres de certification, est accompagné d'un dossier explicitant les motifs technico-économiques d'un NCC non similaire aux NCC des Années de Livraison précédentes. Ce dossier est communiqué à la CRE.

En cas de défaut de rééquilibrage ou de restitution des Garanties de Capacité par le RPC, RTE procède à l'immobilisation des Certificats de Capacité et en informe la CRE.

Si RTE constate que l'exploitant n'a pas fermé la Capacité conformément à l'avis de fermeture, il en informe la CRE.

Une Capacité de Production ou d'Effacement Existante, ayant fait l'objet d'un avis de fermeture définitive, ne peut plus recevoir de Garanties de Capacité pour les Années de Livraison débutant postérieurement à la date de fermeture mentionnée dans ledit avis de fermeture.

7.7.2 Fermeture temporaire d'une Capacité

7.7.2.1 Cas des capacités non encore certifiées (fermeture anticipée avant la date limite de certification)

Si l'Exploitant d'une Capacité de Production ou d'Effacement Existante, non encore certifiée pour une Année de Livraison donnée, prévoit que celle-ci sera temporairement fermée (mise sous cocon, maintenance de longue durée…) durant une période d'au moins 8 mois, couvrant tout ou partie de l'Année de Livraison considérée, il transmet au GR auquel est raccordée sa Capacité, avant la date de limite de certification, un avis de fermeture temporaire de la Capacité.

Cet avis de fermeture mentionne :

- la date de fermeture de la Capacité ;
- la période de la fermeture dans le cas d'une Capacité de Production.

Les GRD transmettent à RTE les avis qu'ils reçoivent et les informations sur les conditions de fermeture effectivement constatées, au plus tard 15 Jours après la réception de l'avis de fermeture.

Le GRT transmet à la CRE l'avis de fermeture.

Dans le cas d'une fermeture temporaire (mise sous cocon, maintenance de longue durée…) ne couvrant qu'une partie de la Période de Livraison de l'Année de Livraison considérée, la Capacité concernée par la fermeture est toujours tenue de respecter l'obligation de certification décrite au 7.4.1.

Le cas échéant, les valeurs des paramètres de certification déclarées sont justifiées par un dossier explicitant les motifs technico-économique d'un NCC non similaire aux NCC des Années de Livraison précédentes. Ce dossier est communiqué à la CRE.

Si RTE constate que l'Exploitant n'a pas fermé la Capacité conformément à l'avis de fermeture, il en informe la CRE.

7.7.2.2 Cas des Capacités déjà certifiées (fermeture non anticipée avant la date limite de certification)

Si l'Exploitant d'une Capacité de Production ou d'Effacement Existante, pour laquelle un Contrat de Certification a déjà été conclu pour une Année de Livraison donnée, prévoit que celle-ci sera temporairement fermée (mise sous cocon, maintenance de longue durée…) durant une période d'au moins 8 mois couvrant tout ou partie de l'Année de Livraison considérée, il transmet au GR auquel est raccordée sa Capacité, dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture temporaire, un avis de fermeture temporaire de la Capacité.

Cet avis de fermeture mentionne :

- la date de fermeture de la Capacité ;
- la période de la fermeture dans le cas d'une Capacité de Production.

Les GRD transmettent à RTE les avis qu'ils reçoivent et les informations sur les conditions de fermeture effectivement constatées au plus tard 15 Jours après la réception de l'avis de fermeture.

RTE transmet à la CRE l'avis de fermeture.

Pour chaque Année de Livraison totalement ou partiellement incluse dans la période de fermeture déclarée dans l'avis de fermeture transmis par l'exploitant, le RPC, auquel l'EDC concernée est rattachée, a l'obligation de procéder à un rééquilibrage à la baisse dans un délai de deux mois à compter de la de la fermeture de la capacité. Le nouveau dossier de Demande de Certification, contenant la mise à jour des paramètres de certification, est accompagné d'un dossier explicitant les motifs technico-économiques d'un Niveau de Capacité Certifié non similaire aux Niveaux de Capacité Certifiés des Années de Livraison précédentes. Ce dossier est communiqué à la CRE.

En cas de défaut de rééquilibrage ou de restitution des Garanties de Capacité par le RPC, RTE immobilise les Garanties de Capacité associées et en informe la CRE.

Si RTE constate que l'Exploitant n'a pas fermé la Capacité conformément à l'avis de fermeture, il en informe la CRE.

7.7.2.3 Traitement des prévisions de fermeture de Capacités avant toute décision officielle de fermeture

Dans le cas où un acteur de marché a publiquement fait part de son intention de fermer une Capacité au cours d'une Année de Livraison donnée, pour laquelle la Capacité est certifiée, sans qu'aucune décision officielle de fermeture n'ait été formalisée auprès de RTE au titre de l'article 7.7.1, RTE reflète cette information dans le registre des Capacités Certifiées par le moyen de son choix, comme par exemple un code couleur permettant d'identifier précisément la Capacité concernée.

Dans le cas où RTE estime, sur la base d'éléments relevant du domaine public, que la présence d'une Capacité certifiée au cours d'une Année de Livraison donnée apparaît incertaine, il en informe la CRE. Celle-ci peut appliquer des mesures conservatoires à la certification de la Capacité concernées.

7.8 Collecte des paramètres de certification

7.8.1 Principes de la collecte des paramètres de certification

La collecte des paramètres de certifications concerne les EDC soumises au régime générique de certification.

La collecte s'effectue pendant la Période de Livraison d'une Année de Livraison donnée.

Les paramètres concernés sont les suivants :

- $\text{PuissanceActivable}_{AL,\text{collectée},EDC}[h]$;
- $\text{Emaxj}_{AL,\text{collectée},EDC}[h]$, le cas échéant ;
- $\text{Emaxh}_{AL,\text{collectée},EDC}[h]$, le cas échéant.

Les modalités de collecte appliquées à une EDC dépendent de la liaison déclarée dans le Contrat de Certification de l'EDC (article 7.4.5.3.3) et réputée conforme.

Si une liaison déclarée dans le Contrat de Certification n'est pas conforme sur un Pas de la collecte, l'EDC est traitée comme une EDC non liée à l'entité en question sur ce pas.

7.8.2 Collecte de la Puissance Activable

7.8.2.1 Collecte des EDC non liées à une EDA ou à une EDE

Une EDC est non liée à une EDA ou une EDE si les Sites qui la constituent n'appartiennent à aucune EDE ou EDA. Pour une EDC constituée de Sites de Production raccordés au RPD ou au RPT, pour laquelle le Titulaire de l'EDC a apporté la preuve qu'elle ne pouvait techniquement pas participer au MA, un processus de collecte spécifique est mis en place, conformément aux modalités de l'article 7.8.2.7. Si, sur un Pas Demi Horaire h de la Période de Pointe PP2, l'EDC n'est liée à aucune EDA ou EDE, et pour laquelle aucun dispositif de collecte n'est prévu, alors :

$$PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h] = 0$$

7.8.2.2 Collecte des EDC en liaison EDC/multiEDA

Dans le cas d'une EDC en liaison EDC/multiEDA la puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale :

$$PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h] = \sum_{EDA} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDA}[h]$$

Avec :

- La puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDA}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale à la dernière déclaration de la Puissance Maximale Offerte à la Hausse de l' EDA qui compose l'EDC, calculée conformément aux Règles MA-RE en vigueur.

7.8.2.3 Collecte des EDC en liaison multiEDC/multiEDA

7.8.2.3.1 Conditions d'appartenance à un périmètre de RPC

Le cas multiEDC/multiEDA n'est recevable qu'à condition que l'ensemble des EDC concernées par la liaison appartiennent à un unique RPC au Pas Demi Horaire ou la collecte ou le contrôle est effectué.

Si cette condition n'est pas remplie en date du contrôle, les modalités s'appliquant sont celles des liaisons EDC/multiEDA/HorsEDA.

7.8.2.3.2 Conséquences sur la maille de la collecte

Dans le cas multiEDC/multiEDA, la collecte s'effectue à la maille de l'agrégat d'EDC dont la composition est exactement celle d'un ensemble d'EDA.

La Puissance Activable Collectée de l'agrégat d'EDC $PuissanceActivable_{AL,collectée,AgrégatEDC}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale :

$$PuissanceActivable_{AL,collectée,AgrégatEDC}[h] = \sum_{AgrégatEDC} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDA}[h]$$

Avec :

- La puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,\ EDA}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale à la dernière déclaration de la Puissance Offerte Maximale à la Hausse de l'EDA qui compose l'agrégat d'EDC, calculée conformément aux Règles MA-RE en vigueur.

7.8.2.4 Collecte des EDC en liaison EDC/multiEDA/horsEDA

Dans le cas d'une EDC en liaison EDC/multiEDA/horsEDA, la Puissance Activable de l'EDC est égale à la somme des Puissances Activables des EDA qui la composent et de la Puissance Activable des Sites de Production raccordés au RPD ou au RPT hors EDA collectée via un processus de collecte spécifique.

Pour les EDA, la Puissance Activable est calculée de façon similaire à l'EDC équivalente ayant une composition EDC/multiEDA, et donc par application de l'article 7.8.2.2.

Pour les Sites de Production raccordés au RPD ou au RPT hors EDA, pour lesquels le Titulaire de l'EDC a apporté la preuve qu'ils ne pouvaient techniquement pas participer au MA, un processus de collecte spécifique est mis en place conformément aux modalités de l'article 7.8.2.7.

Pour les Sites hors EDA pour lesquels le processus de collecte spécifique mentionné à l'alinéa précédent ne peut pas être mis en place, la Puissance Activable est égale à zéro sur le Pas Demi Horaire.

7.8.2.5 Collecte des EDC en liaison EDC/multiEDA/multiEDE

Dans le cas d'une EDC en liaison EDC/multiEDA/multiEDE la puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale :

$$\begin{aligned} &PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h] \\ &= \sum_{EDA \cap EDC} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDA}[h] \\ &+ \sum_{EDE \cap EDC} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDE}[h] \end{aligned}$$

Avec :

- La puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDA}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale à la dernière déclaration de la Puissance Offerte Maximale à la Hausse de l' EDA qui compose l'EDC, calculée conformément aux Règles MA-RE en vigueur.
- La puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,\ EDE}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale à la puissance disponible de l'EDE qui compose l'EDC.

Le Titulaire de l'EDC doit Notifier les puissances activables des EDE pour un Jour J à RTE en J-1 au plus tard à 12h00 ainsi qu'un prix d'engagement, exprimé en €/MWh associé aux EDE concernées.

7.8.2.6 Collecte des EDC en liaison EDC/multiEDE

Dans le cas d'une EDC en liaison EDC/multiEDE la puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale :

$$PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h] = \sum_{EDE \cap EDC} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDE}[h]$$

Avec :

- La puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDE}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égal la puissance disponible de l' EDE qui compose l'EDC.

Le Titulaire de l'EDC doit Notifier les Puissances Activables des EDE pour un Jour J à RTE en J-1 au plus tard à 12h00 ainsi qu'un prix d'engagement, exprimé en €/MWh associé aux EDE concernées.

7.8.2.7 Collecte de la Puissance Activable via un processus de collecte ad hoc

Dans le cas d'une EDC constituée de Sites de Production raccordés au RPD ou au RPT, pour laquelle le Titulaire de l'EDC a apporté la preuve qu'elle ne pouvait techniquement pas participer au MA, la Puissance Activable collectée $\text{PuissanceActivable}_{\text{AL,collectée,EDC}}[h]$, sur un Pas Demi Horaire h donné, est collectée comme suit :

- Le Titulaire de l'EDC doit Notifier les Puissances Activables des EDC pour un Jour J à RTE en J-1 au plus tard à 12h00, ainsi qu'un prix d'engagement, exprimé en €/MWh associé aux EDC concernées.

7.8.3 Collecte des $\text{Emaxj}_{\text{AL,observée,EDC}}$

La collecte des $\text{Emaxj}_{\text{AL,observée,EDC}}$d'une EDC est effectuée :

- par RTE pour les EDC raccordées au RPT ou les EDC multi-GR, par le dispositif de collecte de Puissance Activable ou un dispositif de collecte ad hoc le cas échéant ;
- et par le GRD pour les EDC raccordées à un unique GR, par le dispositif de collecte de Puissance Activable ou un dispositif de collecte ad hoc le cas échéant.

7.8.4 Collecte des $\text{Emaxh}_{\text{AL,observé,EDC}}$

La collecte des $\text{Emaxh}_{\text{AL,observé,EDC}}$ est effectuée :

- par RTE pour les EDC raccordées au RPT ou les EDC multi-GR, par un dispositif de collecte ad hoc ;
- et par le GRD pour les EDC raccordées à un unique GR par un dispositif de collecte ad hoc le cas échéant.

Par ce dispositif, le Titulaire d'une EDC transmet au GR, une fois par semaine au moins, la valeur de sa contrainte de stock hebdomadaire $Emaxh_{AL,observé,EDC}$ pour la Semaine à venir.

7.8.5 Transmission des données collectées aux GRD concernés

Pour les EDC comportant des Sites raccordés au RPD, RTE transmet aux GRD concernés, au périmètre de chacun, les Puissances Activables, les Emaxj et Emaxh collectés selon les modalités des articles 7.8.2 à 7.8.4. Les modalités et délais de transmission sont précisés dans la convention d'échanges passée entre GRT et GRD.

7.9 Contrôle des paramètres de certification

7.9.1 Principes du contrôle des paramètres de certification

Les dispositifs de contrôles permettent le contrôle des paramètres collectés Emaxh et Emaxj d'une EDC, ainsi que de la Puissance Activable résiduelle d'une EDC.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE, conformément aux modalités de l'article 7.10.3.1.

Les dispositifs de contrôle applicables à une EDC sont les suivants :

- contrôle par le réalisé : toute EDC est soumise au dispositif de contrôle par le réalisé (article 7.9.2) ;

- contrôle par audit : toute EDC est soumise au contrôle par audit sur pièce (article 7.9.3.3) ou sur place (7.9.3.4) ;
- contrôle par test d'activation : toute EDC est soumise au contrôle par test d'activation (article 7.9.4).

Les modalités de contrôle appliquées à une EDC sont conformes aux modalités de l'article 7.9, selon la liaison déclarée dans le Contrat de Certification de l'EDC (article 7.4.5.3.3), et réputée conforme.

Les modalités de contrôle appliquées à une EDC sont portées contractuellement par le contrat GRD-Exploitant pour les EDC raccordées au RPD, et par le Contrat de Certification pour toutes les EDC.

Si une liaison déclarée dans le Contrat de Certification n'est pas conforme sur un Pas du contrôle, l'EDC est traitée comme une EDC non liée à l'entité en question sur ce pas.

7.9.2 Contrôle par le réalisé

7.9.2.1 Applicabilité

Le contrôle par le réalisé est un dispositif permettant le contrôle de l'injection, pour une Capacité de Production, ou du réalisé, pour une Capacité d'Effacement.

Le contrôle par le réalisé d'une EDC de production résulte en une courbe de réalisation associée à l'EDC.

Toute EDC est soumise au contrôle par le réalisé pendant la Période de Livraison, pour le contrôle de la Puissance Activée pendant PP2.

Les articles 7.9.2.2 et 7.9.2.3 décrivent l'origine des données ou la méthode retenue pour l'établissement des courbes de réalisation.

7.9.2.2 Courbe de réalisation des EDC de production

7.9.2.2.1 Courbe de réalisation des Capacités de Production raccordées au RPT

Dans le cas d'une Capacité de Production raccordée au RPT, la Courbe de Réalisation associée à la Capacité, est égale à la Courbe de Charge d'injection issue des Installations de Comptage de la Capacité.

7.9.2.2.2 Courbe de réalisation des Capacités de Production raccordées au RPD

Dans le cas d'une Capacité de Production raccordée au RPD, la Courbe de Réalisation associée à la Capacité est égale à la Courbe de Charge d'injection issue des Installations de Comptage de la Capacité.

7.9.2.3 Courbe de réalisation des EDC d'effacement

7.9.2.3.1 Courbe de réalisation de l'EDA Soutirage sur un Pas Demi Horaire

La Courbe de Réalisation d'une EDA est égale au résultat du contrôle du réalisé de l'EDA lors de son activation sur le Mécanisme d'Ajustement.

La Courbe de Réalisation d'une EDA est nulle s'il n'y pas d'activation sur le Mécanisme d'Ajustement.

Pour les EDA Soutirage dont les Capacités sont raccordées au RPD, les courbes de réalisation sont transmises au GRD concerné dans les conditions des conventions d'échange définies entre GRT et GRD.

7.9.2.3.2 Courbe de réalisation de l'EDE sur un Pas Demi Horaire

7.9.2.3.2.1Courbe de réalisation d'une EDE au titre des effacements en application de

l'article L. 271-1 du Code de l'Energie

La courbe de réalisation d'une EDE est égale au résultat du contrôle du réalisé de l'EDE lors de la réalisation d'un effacement en application de l'article L. 271-1 du Code de l'énergie (NEBEF).

La courbe de réalisation d'une EDE est nulle s'il n'y pas de réalisation de la NEBEF

Pour les EDE dont les Capacités sont raccordées au RPD, les courbes de réalisation sont transmises au GRD concerné dans les conditions des conventions d'échange entre GRT et GRD.

7.9.2.3.2.2Courbe de réalisation d'une EDE au titre d'effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture

Un dispositif de contrôle du réalisé ad hoc assure l'établissement des courbes de réalisation des EDE contrôlées, exploitées par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture.

Dès que des modalités satisfaisantes seront définies pour ce dispositif de contrôle du réalisé, et au plus tôt pour l'Année de Livraison 2019, la certification des effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture sera rendue possible. RTE rapportera son instruction du sujet au cours de l'Année 2017.

7.9.2.3.3 Courbe de réalisation d'une EDC non liée

La courbe de réalisation d'une EDC non liée est la somme des courbes de réalisation des Capacités qui la composent.

7.9.2.3.4 Courbe de réalisation d'une EDC multiEDA

La courbe de réalisation d'une EDC multiEDA est la somme des courbes de réalisation des EDA qui la composent.

7.9.2.3.5 Courbe de réalisation d'une EDC multiEDA/horsEDA

La courbe de réalisation d'une EDC multiEDA/horsEDA est la somme des courbes de réalisation des EDA qui la composent, et des Sites hors EDA qui la composent.

7.9.2.3.6 Courbe de réalisation d'une EDC multiEDC/multiEDA

La courbe de réalisation de l'agrégat d'EDC multiEDC/multiEDA est la somme des courbes de réalisation des EDA qui composent l'agrégat d'EDC.

7.9.2.3.7 Courbe de réalisation d'une EDC multiEDA/multiEDE

La courbe de réalisation d'une EDC multiEDA/multiEDE est la somme des courbes de réalisation des EDA et des EDE qui la composent.

7.9.2.3.8 Courbe de réalisation d'une EDC multiEDE

La courbe de réalisation d'une EDC multiEDE est la somme des courbes de réalisation des EDE qui la composent.

7.9.2.3.9 Transmissions des données de RTE aux GRD

Pour les EDC raccordées à un unique GRD, RTE transmet les courbes de réalisation par EDC au GRD concerné.

Pour les EDC multi-GR, RTE transmet les courbes de réalisation aux GRD concernés, pour la part de l'EDC qui les concerne.

7.9.3 Contrôle par audit

7.9.3.1 Applicabilité

Une EDC soumise au dispositif de contrôle par audit n'est pas systématiquement soumise à un audit effectif.

Une EDC peut être soumise au plus à 3 audits pour une Année de Livraison donnée.

Une EDC peut être soumise à un audit, notamment si :

- les paramètres collectées pendant la période de livraison ne sont pas conformes aux paramètres déclarés à la certification ;
- les données d'activation (réalisation d'un effacement ou courbe d'injection des EDC de production) pendant la Période de Livraison ne permettent pas d'assurer la validité des Puissances Disponibles, les Emaxj ou Emaxh déclarés à la certification, ou collectés pendant la Période de Livraison ;
- les éléments transmis lors d'un audit sur pièces antérieur, par le Titulaire de l'EDC, ne permettent pas d'assurer la validité des Puissances Disponibles, des Emaxj ou des Emaxh déclarés à la certification, ou collectés pendant la Période de Livraison.

L'audit doit être dûment proportionné aux objectifs poursuivis. Il fait préalablement l'objet d'une notification à la CRE.

7.9.3.2 Responsable de l'engagement de l'audit

Un audit peut être engagé par :

- RTE pour les EDC raccordées au RPT et pour les EDC multi-GR ;
- le GRD (ou un tiers désigné et mandaté par le GR, indépendant des Fournisseurs et des Exploitants de Capacité) pour les EDC raccordées à son réseau.

Pour les EDC multi-GR visées par un audit, RTE et les GRD concernés se coordonnent pour la réalisation de l'audit, en fonction de la réglementation en vigueur. En cas de désaccord entre GR, RTE est en dernier recours responsable de la réalisation de l'audit.

7.9.3.3 Audit sur pièces

7.9.3.3.1 Echéances

Un audit sur pièces peut être Notifié par le responsable d'audit, au Titulaire de l'EDC, entre la date d'entrée en vigueur du Contrat de Certification pour une Année de Livraison, et la fin de cette même Année de Livraison.

7.9.3.3.2 Processus

Si le responsable de l'audit souhaite engager un audit sur pièces, il le Notifie au Titulaire de l'EDC et en précise les motifs. Le cas échéant, le Titulaire de l'EDC doit transmettre au GR responsable de l'audit les justificatifs contractuels de ses Capacités de Production ou d'Effacement pour les motifs exposés.

La Notification d'un audit sur pièces mentionne le délai imparti pour la transmission des pièces justificatives nécessaires. Ce délai est a minima de cinq (5) Jours Ouvrés.

Le responsable d'engagement de l'audit informe le Titulaire de l'EDC de l'identité du GR ou du tiers désigné et mandaté par le GR, indépendant des Fournisseurs et des Exploitants de Capacité, qui réalise l'audit.

Le cas échéant, le Titulaire de l'EDC doit transmettre à l'entité réalisant l'audit les pièces justificatives de ses EDC de Production ou d'Effacement pour les motifs exposés.

Des justificatifs invalidant les paramètres collectés ou déclarés à la certification ou l'absence de justificatif valable transmis, entrainent un échec au contrôle par audit sur pièces, dont les conséquences sont stipulées à l'article 7.9.3.5.

7.9.3.4 Audit sur place

7.9.3.4.1 Echéances

L'audit sur place peut avoir lieu entre la date d'entrée en vigueur du Contrat de Certification pour une Année de Livraison, et la fin de cette même Année de Livraison.

7.9.3.4.2 Processus

Si le responsable de l'audit d'une EDC souhaite engager un audit sur place, il le Notifie au Titulaire de l'EDC et en précise les motifs.

L'audit sur place est Notifié au Titulaire de l'EDC a minima deux (2) Jours Ouvrés au préalable par le responsable de l'engagement de l'audit.

Le Titulaire s'engage à délivrer au responsable de l'engagement de l'audit, ou à un tiers mandaté par celui-ci, les autorisations pour l'accès aux Sites ou dans les locaux permettant la réalisation de l'audit dans le délai mentionné dans la Notification de l'audit.

Le responsable d'engagement de l'audit informe le Titulaire de l'EDC de l'identité du GR ou du tiers désigné et mandaté par le GR, indépendant des Fournisseurs et des Exploitants de Capacité, qui réalise l'audit.

L'audit peut être réalisé dans les locaux du Titulaire de l'EDC et in situ auprès des Sites constituant l'EDC et, le cas échéant, dans les locaux des sous traitants.

7.9.3.5 Prise en compte du résultat de l'audit

Les résultats d'un audit sur pièce ou sur place sont soit conclusifs (ils ne remettent pas en cause les paramètres de certification, ou les paramètres collectés lors de la Période de Livraison), soit invalidants.

Si les résultats de l'audit invalident le NCC (audit après certification, avant Période de Livraison), alors le responsable de l'audit de l'EDC Notifie au Titulaire de l'EDC et à son RPC (la Notification est faite dans le même temps à RTE si le GR responsable de l'audit n'est pas RTE) le rééquilibrage nécessaire, de sorte à ce que le nouveau NCC prenne en compte les Paramètres de Certification résultant de l'audit.

Sans Demande de rééquilibrage de l'EDC concernée dans un délai de dix (10) Jours Ouvrés, les informations sont transmises à la CRE et les résultats de l'audit seront pris en compte par la suite, notamment pour l'applicabilité des tests d'activation.

Si les résultats de l'audit valident le NCC ou les paramètres collectés lors de la Période de Livraison, alors les résultats n'impactent pas le NCE de l'EDC : les résultats de l'audit sont pris en compte dans l'applicabilité des tests d'activation.

Si les résultats de l'audit invalident les paramètres collectés pendant la Période de Livraison, c'est-à-dire que l'audit conduit à un ou des paramètre(s) de certification dont la valeur est inférieure à la valeur collectée, alors le GR responsable de l'audit d'une EDC mono-GR ou RTE dans le cas d'une EDC multi-GR détermine un coefficient d'ajustement adéquat aux caractéristiques de l'EDC qui n'ont pas été justifiées par l'audit.

Suivant les domaines sur lesquels porte l'audit et en fonction des résultats de l'audit, les coefficients sont les suivants :

- AjuAudit,Emaxj appliqué le cas échéant à $\text{Emaxj}_{\text{AL,EDC}}$;
- AjuAudit,Emaxh appliqué le cas échéant à $\text{Emaxh}_{\text{AL,EDC}}$.
- AjuAudit,PuissanceActivableRésiduelle appliqué le cas échéant à $\text{PuissanceActivableRésiduelle}_{\text{AL,observée,EDC}}$.

Le cas échéant, chaque coefficient d'ajustement est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$AjuAudit, param = \min\left(\frac{V_{param,auditée} - 20\% \times \left|V_{param,auditée} - V_{param,déclarée}\right|}{V_{param,déclarée}}; 1\right)$$

Avec :

- $V_{param,auditée}$, la moyenne des valeurs auditées du paramètre de certification sur la plage de l'audit.
- $V_{param,déclarée}$, la moyenne des valeurs déclarées du paramètre de certification sur la plage de l'audit.

Si plusieurs audits invalident un même paramètre de certification d'une EDC, alors $AjuAudit, param$ est égal à la moyenne des différents $AjuAudit, param$ calculés à l'occasion de ces différents audits.

Le GR responsable de l'engagement de l'audit communique ensuite à RTE ces coefficients, qui sont utilisés dans le calcul du NCE, conformément à l'article 7.10.3.2.

7.9.4 Contrôle par tests d'activation

7.9.4.1 Applicabilité

Toute EDC est soumise au dispositif de contrôle par tests d'activation.

Une EDC soumise au dispositif de contrôle par test d'activation n'est pas systématiquement soumise à un test d'activation pendant la Période de Livraison de l'Année de Livraison.

Un test d'activation peut porter sur tout ou partie d'une EDC.

Pour un Pas donné, une EDC a une probabilité nulle d'être activée :

- si le Pas donné n'est pas inclus dans PP2 ;
- si trois tests ont déjà été effectués avant cette date, sur la Période de Livraison correspondante ;
- si la puissance activable résiduelle est nulle ou correspond uniquement au volume des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire corrigé des énergies fournies au titre des Services Systèmes des EDC.

Pour un Pas donné, la probabilité d'activation de l'EDC dépend :

- du nombre de Jours PP2 signalés avant ce Pas, sur la Période de Livraison correspondante ;
- des valeurs de Puissance Activable résiduelles sur PP2 ;
- du nombre d'activations préalables par un dispositif autre que le contrôle par test d'activation ;
- du nombre d'activations préalables par le dispositif de contrôle par test d'activation ;
- de la conformité des tests d'activation, le cas échéant ;
- de la conformité entre valeurs de la Puissance Activable collectée, valeurs de la Puissance Activable résiduelle calculée par RTE ou le GRD concerné, et des courbes de réalisation de l'EDC ;
- des résultats des audits, le cas échéant.

A l'issue de la Période de Livraison, toutes les Puissances Activables des EDC auront été activées au moins une fois par le dispositif de contrôle par test d'activation, ou par un autre dispositif.

7.9.4.2 Responsable de l'engagement d'un test

Un test peut être engagé par :

- RTE pour les EDC raccordées au RPT ou pour les EDC multi-GR ;
- le GRD concerné (ou un tiers désigné et mandaté par le GR, indépendant des Fournisseurs et des Exploitants de Capacité) pour les EDC raccordées à un unique GRD.

Dans le cas spécifique d'une EDC multi-GR visée par un test, RTE et les GRD concernés se coordonnent pour la réalisation du test. En cas de désaccord entre GR, RTE est en dernier recours responsable de la réalisation du test.

7.9.4.3 Conditions de réalisation du test

L'ensemble des coûts associés au test sont à la charge des Titulaires des EDC, le Titulaire de l'EDC gardant la rémunération liée à l'offre de l'énergie produite sur une place de marché et notamment sur le marché d'ajustement.

Une EDC peut être sollicitée pour un test d'activation sur Notification de l'entité responsable de l'engagement du test d'activation. Le responsable d'engagement du test d'activation informe le Titulaire de l'EDC de l'identité du GR ou du tiers désigné et mandaté par le GR, indépendant des Fournisseurs et des Exploitants de Capacité, qui réalise le test.

L'entité réalisant le test d'activation informe le Titulaire de l'EDC des conditions du test d'activation, du volume d'activation testé ainsi que du ou des Pas Demi Horaire(s) sur le(s)quel(s) l'EDC doit être activée. Un test d'activation peut conduire à activer en totalité ou en partie une EDC.

La procédure d'activation d'une EDC dépend des entités qui lui sont liées :

- Toute EDC peut être sollicitée via un test d'activation par le marché. Une EDC liée pour tout ou partie à une ou des EDA peut être sollicitée via un test d'activation par le MA. Une EDC liée pour tout ou partie à une ou des EDE peut être sollicitée via un test d'activation par le dispositif NEBEF.

Une activation par le marché consiste en la sollicitation de l'activation de l'EDC visée par l'entité réalisant le test d'activation après Notification de l'entité responsable de l'engagement du test d'activation, dans le respect de l'horaire limite déclarée par le Titulaire conformément aux modalités prévues dans le Contrat de Certification.

- Une EDC liée pour tout ou partie à une ou des EDA ou des EDE peut être activée via le Mécanisme d'Ajustement et/ou par le dispositif NEBEF.

  Une activation par le MA consiste en l'activation de l'Offre par RTE, sur Notification du GRD responsable de l'engagement du test le cas échéant, de l'EDA ou des EDA liées à l'EDC dans le respect des caractéristiques définies dans le fichier des conditions d'utilisation des offres. Cette activation est réalisée hors préséance économique, l'EDA étant valorisée au prix marginal d'ajustement à la hausse calculé sans prise en compte du prix de l'offre concernée.

- Une activation par NEBEF consiste en la sollicitation de l'émission d'une NEBEF par une ou des EDE liées à une EDC dans un certain délai Notifié par RTE, sur Notification du GRD responsable de l'engagement du test le cas échéant, lors de l'activation.

  Un dispositif de test ad hoc permet la réalisation de test des EDE exploitées par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture.

  RTE proposera en 2017 les modalités de ce dispositif de test afin de permettre la certification des effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture.

Toute EDC déclarant des paramètres de certification via le dispositif de collecte doit pouvoir être testée a minima jusqu'à 20h en J-1, pour l'$Emaxj_{AL,collectée,EDC}$ et la $PuissanceActivable_{AL,EDC,collectée}$.

7.9.4.4 Résultat du test d'activation

Un test d'activation est défectueux si la courbe de réalisation de l'EDC ne correspond pas aux engagements du Titulaire de l'EDC concerné, conformément aux paramètres déclarés dans le cadre du processus de Collecte et aux modalités de test transmises au Titulaire de l'EDC par l'entité réalisant le test, conformément aux modalités de l'article 7.9.4.3.

7.9.4.5 Contrôle spécifique du prix d'engagement

Pour les EDC en liaison EDC/multiEDA/horsEDA, EDC/multiEDA/multiEDE, EDC/multiEDE et des EDC non liées, la collecte de la Puissance Activable est associée à un prix d'engagement conformément aux articles 7.8.2.4, 7.8.2.5, 7.8.2.6 et 7.8.2.7.

Le Titulaire de l'EDC s'engage à activer les puissances activables des EDE ou EDC concernées par la collecte si le Prix Spot Minimum, sur la plage de PP2 pour laquelle de la puissance activable est déclarée non nulle, est supérieur au prix déclaré.

Si les EDE ou EDC concernées ne sont pas activées alors que le Prix Spot Minimum sur la plage PP2 est supérieur au prix déclaré par le Titulaire de l'EDC, et si les contraintes de stock collectées conformément aux modalités des articles 7.8.3 et 7.8.4 ne sont pas atteintes sur la journée ou la semaine correspondante, alors la Puissance activable résiduelle pour les EDE ou EDC concernées, définie au 7.10.3.1, est considérée comme nulle.

7.9.4.6 Prise en compte des résultats d'un test d'activation

Un test d'activation permet de calculer une valeur défaillante $V_{défaillante}$, et une valeur testée $V_{testée}$, dont la nature varie selon le paramètre de certification testée (PuissanceActivableRésiduelle, Emaxj, Emaxh).

La valeur défaillante est la différence entre $V_{collectée}$ et $V_{testée}$ si elle est positive, sinon elle vaut zéro (0).

$V_{collectée}$ est égale à la moyenne des dernières valeurs collectées du paramètre de certification sur la plage du test engagé. Seules sont prises en compte les valeurs collectées avant la réalisation du test.

$V_{testée}$ est égale à la moyenne, sur la plage du test engagé, des valeurs du paramètre testé, établies par le test.

Un test d'activation est soit conforme (la valeur défaillante est nulle), soit défectueux (la valeur défaillante est non nulle).

Selon les résultats des tests d'activation d'une EDC, RTE ou le GRD responsable de l'engagement du ou des tests, calcule les coefficients d'ajustement élémentaires suivants qui sont fonction des résultats de l'ensemble des tests d'activation auxquels ladite EDC a été soumise:

A l'issue de la Période de Livraison, si tous les tests d'activation sont défectueux, alors :
AjuTest,élémentaire = - 0,2

A l'issue de la Période de Livraison, si tous les tests d'activation sont conformes alors :
AjuTest,élémentaire = 1

A l'issue de la Période de Livraison, si au moins un des tests d'activation est conforme, et qu'au moins un des tests d'activation est défectueux alors :
AjuTest,élémentaire = 0,8

Pour chaque paramètre testé à l'occasion d'un test d'activation i, RTE ou le GRD responsable de l'engagement du test le cas échéant, calcule un coefficient d'ajustement du paramètre testé $AjuTest, paramtesté, EDC, i$, calculé comme suit :

$AjuTest, paramtesté, EDC, i = \frac{V_{testée} + AjuTest,élémentaire \times V_{défaillante}}{V_{collectée}}$A l'issue de la Période de Livraison, pour chacune des EDC ayant été soumises à au moins un test d'activation, RTE ou le GRD responsable de l'engagement du ou des tests, calcule le jeu de coefficients d'ajustement suivant :

- AjuTest,PuissanceActivée : appliqué le cas échéant à $\text{CourbeRéalisation}_{AL,EDC}$.
- AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle : appliqué le cas échéant à $\text{PuissanceActivableRésiduelle}_{AL,\ observée,EDC}$ directement.
- AjuTest,Emaxj : appliqué le cas échéant à $\text{Emaxj}_{AL,observée,EDC}$.
- AjuTest,Emaxh : appliqué le cas échéant à $\text{Emaxh}_{AL,observée,EDC}$.

Pour chaque EDC, la valeur de $AjuTest, Param$ est la moyenne de tous les $AjuTest, Param, EDC, i$ calculés à l'occasion des tests d'activation auxquels l'EDC a été soumise.

En fonction des résultats des tests, RTE peut évaluer la valeur du AjuTest,Emaxj et AjuTest,Emaxh.

7.9.4.7 Transmission des courbes de réalisation des EDC d'Effacement suite à

l'engagement d'un test par un GRD

Si un GRD a engagé un test d'activation sur une EDC d'Effacement, RTE transmet la courbe de réalisation de l'EDC en réponse au test. Les conditions d'échanges de ces données sont précisées dans les conventions d'échange entre GRT et GRD.

7.9.4.8 Transmission du rapport de test

Un GRD souhaitant engager un test d'activation sur une EDC dont il est responsable aux termes de l'article 7.9.4.2, transmet le rapport des motifs à RTE afin que le test soit effectivement engagé dans les conditions de l'article 7.9.4.3.

Dans le cas d'un test engagé par RTE sur une EDC multi-GR, RTE transmet un rapport de test aux GRD concernés.

7.9.5 Coefficients d'ajustement

7.9.5.1 AjuContrôle,PuissanceActivableRésiduelle

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC a fait l'objet d'au moins un audit et un test d'activation portant, tous deux, sur sa Puissance Activable Résiduelle, alors AjuContrôle,PuissanceActivableRésiduelle est égal à la moyenne de AjuAudit,PuissanceActivableRésiduelle et d'AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle.

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC n'a pas fait l'objet d'un test d'activation portant sur sa Puissance Activable Résiduelle mais qu'elle a en revanche fait l'objet d'au moins un audit portant sur sa Puissance Activable Résiduelle, alors AjuContrôle,PuissanceActivableRésiduelle est égal à AjuAudit,PuissanceActivableRésiduelle.

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC n'a pas fait l'objet d'un audit portant sur sa Puissance Activable Résiduelle mais qu'elle a en revanche fait l'objet d'au moins un test d'activation portant sur sa Puissance Activable Résiduelle, alors AjuContrôle,PuissanceActivableRésiduelle est égal à AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle.

Dans tous les autres cas, AjuContrôlePuissanceActivableRésiduelle est égal à 1

7.9.5.2 AjuContrôle,Emaxj

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC a fait l'objet d'au moins un audit et un test d'activation portant, tous deux, sur sa Emaxj, alors AjuContrôle,Emaxj est égal à la moyenne de AjuAudit,Emaxj et d'AjuTest,Emaxj.

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC n'a pas fait l'objet d'un test d'activation portant sur Emaxj mais qu'elle a en revanche fait l'objet d'au moins un audit portant sur Emaxj, alors AjuContrôle,Emaxj est égal à AjuAudit,Emaxj.

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC n'a pas fait l'objet d'un audit portant sur Emaxj mais qu'elle a en revanche fait l'objet d'au moins un test d'activation portant sur Emaxj, alors AjuContrôle,Emaxj est égal à AjuTest,Emaxj.

Dans tous les autres cas, AjuContrôle,Emaxj est égal à 1.

7.9.5.3 AjuContrôle,Emaxh

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC a fait l'objet d'au moins un audit et un test d'activation portant, tous deux, sur sa Emaxh, alors AjuContrôle,Emaxh est égal à la moyenne de AjuAudit,Emaxh et d'AjuTest,Emaxh.

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC n'a pas fait l'objet d'un test d'activation portant sur Emaxj mais qu'elle a en revanche fait l'objet d'au moins un audit portant sur Emaxh, alors AjuContrôle,Emaxh est égal à AjuAudit,Emaxh.

Pour une Année de Livraison donnée, si une EDC n'a pas fait l'objet d'un audit portant sur Emaxh mais qu'elle a en revanche fait l'objet d'au moins un test d'activation portant sur Emaxh, alors AjuContrôle,Emaxh est égal à AjuTest,Emaxh.

Dans tous les autres cas, AjuContrôle,Emaxh est égal à 1

7.9.6 Transmission à RTE du résultat du contrôle des Capacités effectué par les GRD

Les GRD transmettent à RTE les résultats du contrôle sous la forme suivante :

- Les courbes de réalisation agrégées par EDC au Pas Demi Horaire sur les plages PP2 (ou pour la part les concernant pour les EDC multi-GR) à RTE. Les modalités précises seront précisées dans les conventions d'échange entre GRT et GRD.
- PuissanceActivable, Emaxj et Emaxh contrôlés sur PP2 par EDC (ou pour la part les concernant pour les EDC multi-GR) accompagnés le cas échéant :
    - des rapports d'audits comprenant notamment la demande initiale, les pièces transmises par le Titulaire de l'EDC, le cas échéant, et les propositions de AjuAudit,Emaxj, AjuAudit,Emaxh ou AjuAudit,PuissanceActivableRésiduelle ;
    - des rapports de tests d'activation comprenant notamment les courbes de réalisation de l'EDC (s'il s'agit du EDC de production), et les propositions de valeur des coefficients AjuTest,PuissanceActivée et AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle, le cas échéant.

7.9.7 Transmissions d'informations à la CRE

L'ensemble des résultats des contrôles engagés par un GR sur les EDC peut être transmis à la CRE sur demande de cette dernière.

7.9.8 Contrôle spécifique pour les EDC certifiées par la méthode normative

Les EDC certifiées selon la méthode normative sont soumises à un contrôle spécifique, proportionné aux objectifs poursuivis. Le contrôle des EDC certifiées selon la méthode normative permet d'assurer la disponibilité des EDC pendant la Période de Pointe PP2.

Une EDC certifiée selon la méthode normative est considérée comme disponible sur un Pas de Demi Horaire donné, si elle est en mesure de produire de l'électricité lorsque sa source d'énergie primaire est présente.

Les indisponibilités constatées pour des raisons météorologiques liées à la source d'énergie primaire de l'EDC concernée ne sont pas comptabilisées, dès lors que l'EDC aurait été en mesure de produire dans d'autres conditions météorologiques correspondant à sa plage normale de fonctionnement.

Le résultat du contrôle spécifique permet d'établir le taux de disponibilité effectif de l'EDC sur PP2, comme étant le rapport entre : le nombre d'Heures de disponibilité de l'EDC sur PP2, et le nombre d'Heures de PP2.

Le contrôle spécifique visé au présent article est effectué par le GR auquel la Capacité est raccordée.

Si, pour une Année de Livraison AL donnée, le taux de disponibilité effectif d'une Capacité certifiée selon la méthode normative est strictement inférieur à 1, alors l'historique de production de l'année AL sera divisé par le facteur TDE avant d'être pris en compte pour le calcul du NCC de la Capacité pour les Années de Livraison suivantes le cas échéant.

7.10 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC pour une Année de Livraison AL

7.10.1 Principe du calcul du Niveau de Capacité Effectif

Le NCE est calculé par RTE sur la base de la collecte et du contrôle des paramètres de certification.

Les modalités de contrôle et de collecte d'une EDC sont conformes aux dispositions des articles 7.8 et 7.9.

7.10.2 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la méthode de calcul normative

Le Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée selon la méthode normative est égal au produit :

$$NCE = NCC \times TDE$$

Avec :

- *NCC* : le Niveau de Capacité Certifié de l'EDC, faisant l'objet du Contrat de Certification ;
- *TDE* : le taux de disponibilité effectif de l'EDC pendant la Période de Pointe PP2, calculé et établi conformément aux modalités de l'article 7.9.8.

7.10.3 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la méthode de calcul par le réalisé

Le Niveau de Capacité Effectif est calculé par RTE comme suit, sur la base des paramètres effectifs calculés à partir des paramètres et données collectées et contrôlées :

$$NCE_{AL,EDC} = \frac{1}{2 * nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} PuissanceDisponibleEffective_{AL,EDC}[h] \times Kj_{AL,effectif,EDC}[j] \times Kh_{AL,effectif,EDC}[s(j)] \times C_{AL,EDC}$$

Avec :

- $PuissanceDisponibleEffective_{AL,EDC}$: calculé conformément à l'article 7.10.3.3;
- $Kh_{AL,effectif,EDC}$: calculé conformément à l'article 7.10.3.5;
- $Kj_{AL,effectif,EDC}$: calculé conformément à l'article 7.10.3.4;
- $C_{AL,EDC}$: de valeur conforme à l'article 7.1.4;

- $nbHeuresPP2$: le nombre d'Heures de la Période de Pointe PP2 pour l'Année de Livraison AL ;
- $PlagePP$: la plage horaire retenue d'un Jour signalé conformément à l'article 7.1.1.2.

7.10.3.1 Calcul de la Puissance Disponible Observée

7.10.3.1.1 EDC non liées à des EDA ou des EDE

Pour une EDC non liée à une EDA ou à une EDE avec un processus de collecte mis en place conformément à l'article 7.8.2.1, la Puissance Disponible Observée est calculée comme suit :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}\,[h] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + Pactivable,résiduelle_{AL,EDC}[h]$$

La Puissance Activable résiduelle d'une EDC est calculée sur la base :

- de la Puissance Activable collectée, conforme aux modalités de l'article 7.8.2 ;
- de la courbe de réalisation de l'EDC, conforme aux modalités de l'article 7.9.2 ;
- des énergies fournies au titre des Services Systèmes et des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE. Elle reflète la disponibilité résiduelle de l'EDC.

Pour une EDC non liée à une EDA ou à une EDE pour laquelle aucun processus de collecte n'est prévu dans le Contrat de Certification :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}[h] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h]$$

7.10.3.1.2 Cas d'une EDC en liaison EDC/multiEDA

Pour une EDC en liaison EDC/multiEDA la Puissance Disponible Observée est calculée comme suit :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}[h]$$

$$= CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + Pactivable,résiduelle_{AL,EDC}[h]$$

La Puissance Activable résiduelle d'une EDC est calculée sur la base :

- de la Puissance Activable collectée, conforme aux modalités de l'article 7.8.2 ;
- des Programmes de Marche des EDA liées le cas échéant ;
- des Puissances Maximales Offertes à la Hausse des EDA liées, le cas échéant ;
- de la courbe de réalisation de l'EDC, conforme aux modalités de l'article 7.9.2 ;
- des énergies fournies au titre des Services Systèmes et des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE. Elle reflète la disponibilité résiduelle de l'EDC compte tenu notamment : des activations sur le Mécanisme d'Ajustement et de la courbe de réalisation de l'EDC.

7.10.3.1.3 Cas d'une EDC en liaison multiEDC/multiEDA

Pour un agrégat EDC en liaison multiEDC/multiEDA la Puissance Disponible Observée est calculée comme suit :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,agrégatEDC}[h]$$

$$= CourbeRéalisation_{AL,AgrégatEDC}[h] + Pactivable,résiduelle_{AL,AgrégatEDC}[h]$$

La Puissance Activable résiduelle de l'agrégat d'EDC est calculée sur la base :

- de la Puissance Activable collectée, conforme aux modalités de l'article 7.8.2 ;
- des Programmes de Marche des EDA liées le cas échéant ;
- des Puissances Maximales Offertes à la Hausse des EDA liées, le cas échéant ;
- de la courbe de réalisation de l'EDC, conforme aux modalités de l'article 7.9.2 ;
- des énergies fournies au titre des Services Systèmes et des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE. Elle reflète la disponibilité résiduelle de l'agrégat d'EDC compte tenu notamment: des activations sur le Mécanisme d'Ajustement et de la courbe de réalisation de l'agrégat d'EDC.

7.10.3.1.4 Cas d'une EDC en liaison multiEDA/horsEDA

Pour une EDC en liaison multiEDA/horsEDA la Puissance Disponible Observée est calculée comme suit :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}[h]$$

$$= CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + PuissanceActivableRésiduelle_{AL,EDC}[h]$$

La Puissance Activable résiduelle de l'agrégat d'EDC est calculée sur la base :

- de la Puissance Activable collectée, conforme aux modalités de l'article 7.8.2 ;
- des Programmes de Marche des EDA liées le cas échéant ;
- des Puissances Maximales Offertes à la Hausse des EDA liées, le cas échéant ;
- de la courbe de réalisation de l'EDC, conforme aux modalités de l'article 7.9.2 ;
- des énergies fournies au titre des Services Systèmes et des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE. Elle reflète la disponibilité résiduelle de l'EDC compte tenu notamment des activations sur le Mécanisme d'Ajustement et de la courbe de réalisation de l'EDC.

7.10.3.1.5 Cas d'une EDC en liaison multiEDA/multiEDE

Pour une EDC en liaison multiEDA/multiEDE la Puissance Disponible Observée est calculée comme suit :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}[h]$$

$$= CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + PuissanceActivableRésiduelle_{AL,EDC}[h]$$

La Puissance Activable résiduelle de l'agrégat d'EDC est calculée sur la base :

- de la Puissance Activable collectée, conforme aux modalités de l'article 7.8.2 ;
- des Programmes de Marche des EDA liées le cas échéant ;
- des Puissances Maximales Offertes à la Hausse des EDA liées, le cas échéant ;

- de la courbe de réalisation de l'EDC, conforme aux modalités de l'article 7.9.2 ;
- des énergies fournies au titre des Services Systèmes et des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE. Elle reflète la disponibilité résiduelle de l'EDC compte tenu notamment: des activations sur le Mécanisme d'Ajustement et de la courbe de réalisation de l'EDC.

7.10.3.1.6 Cas d'une EDC en liaison EDC/multiEDE

Pour une EDC en liaison multiEDA/multiEDE la Puissance Disponible Observée est calculée comme suit :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}[h]$$

$$= CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + PuissanceActivableRésiduelle_{AL,EDC}[h]$$

La Puissance Activable résiduelle de l'agrégat d'EDC est calculée sur la base :

- de la Puissance Activable collectée, conforme aux modalités de l'article 7.8.2 ;
- de la courbe de réalisation de l'EDC, conforme aux modalités de l'article 7.9.2 ;
- des énergies fournies au titre des Services Systèmes et des demi-bandes à la hausse du réglage primaire et du réglage secondaire.

La Puissance Activable résiduelle est calculée par RTE. Elle reflète la disponibilité résiduelle de l'EDC compte tenu notamment: des réalisations des EDE qui la composent.

7.10.3.1.7 Transmission des données collectées aux GRD concernés

Pour les EDC comportant des Sites raccordés au RPD, RTE transmet aux GRD concernés, au périmètre de chacun, les Puissances Disponibles Observées selon les modalités des articles 7.8.2 à 7.8.4. Les modalités et délais de transmission sont précisés dans la convention d'échanges passée entre GRT et GRD.

7.10.3.2 Calcul de la Puissance Disponible Contrôlée

La Puissance Disponible Contrôlée est calculée par RTE sur la base de la collecte et du contrôle comme suit :

$$PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[h]$$

$$= (AjuContrôle,PuissanceActivableRésiduelle \times PuissanceActivableRésiduelle_{AL,observée,EDC}[h])$$

$$+ (AjuTest,PuissanceActivée \times PuissanceActivée_{AL,EDC}[h])$$

7.10.3.3 Calcul de la Puissance Disponible Effective

7.10.3.3.1 Cas d'une EDC de Production

La Puissance Disponible Effective d'une EDC de Production est égale à la Puissance Disponible Contrôlée de l'EDC calculée conformément aux dispositions de l'article 7.10.3.2.

7.10.3.3.2 Cas d'une EDC d'effacement

La Puissance Disponible Effective PuissanceDisponibleEffective$_{AL,EDC}$ d'une EDC d'Effacement est calculée selon les principes suivants :

- La chronique de puissance disponible PuissanceDisponibleContrôlée$_{AL,EDC}$ est établie conformément aux modalités de l'article 7.10.3.2.
- La chronique de puissance disponible PuissanceDisponibleContrôlée$_{AL,EDC}$ est ensuite retraitée du Gradient associé à l'EDC d'Effacement, conformément à la formule suivante.

$$PuissanceDisponibleEffective_{AL,EDC}[h] = (PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[h] + Gradient_{AL,EDC}[h] \times (T_{Ext}[h] - TFLs_{(AL,PP2)}[h])$$

- Le Gradient d'une EDC est calculé conformément aux modalités de l'article 7.10.3.3.3.
- La Température Extrême est calculée conformément aux modalités de l'article 6.1.2.
- La Température France Lissée seuillée est calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.
- Le nombre d'Heures de PP2 est le nombre d'Heures dans la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison considérée.

7.10.3.3.3 Méthode de calcul du Gradient d'une EDC

Si une EDC d'Effacement est déclarée thermosensible dans sa Demande de Certification, alors RTE calcule son Gradient à l'aide de la méthode par défaut décrite dans cet article, ou d'une méthode figurant dans le Contrat de Certification.

Une régression linaire sur les couples de points PuissanceDisponibleControlée$_{AL,EDC}$[h] et TFLs$_{AL,PP2}$[h] tels que TFLs$_{AL,PP2}$[h] est strictement inférieure à la Température Seuil (Annexe 2) est effectuée sur un modèle de type :

$$PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[h] = a \times TFLs_{AL,PP2} + b$$

Soit a le coefficient de la régression linéaire tel que défini dans l'équation ci-dessus. $a_{nég}$ est défini comme suit :

$$a_{nég} = min\{a, 0\}$$

$a_{nég}$ est le Gradient de l'année AL, associé à la chronique de puissance PuissanceDisponibleContrôlée$_{AL,EDC}$ [h], noté Gradient$_{AL,EDC}$.

7.10.3.4 Calcul du paramètre Kj$_{AL,effectif,EDC}$

Le paramètre Nj$_{AL,Effectif,EDC}$, nombre d'Heures d'activation maximal sur un Jour j de PP2, est ensuite calculé comme suit :

Pour j = j' :

$$Nj_{AL,effectif,EDC}[j] = \min\left(\frac{Emaxj_{AL,observé,EDC}[j']}{PmoyDispoControlée_{Al,EDC}[j']} \times AjuContrôle, Emaxj; 10\right)$$

Avec : $PmoyDispoContrôlée_{AL,EDC}[j'] = \frac{\sum_{h \in PP2}(PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[j',h])}{Nbheureh}$

Pour j ≠ j' :

$$Nj_{AL,effectif,edc}[j] = 0$$

Avec :

- $Emaxj_{AL,observé,EDC}$: l'énergie maximale journalière observée de l'Entité de Certification EDC collecté conformément à l'article 7.8.3 ;
- *AjuContrôle,Emaxj* : le coefficient d'ajustement issu des procédures d'audit de l'énergie maximale journalière est défini conformément à l'article 7.9.5.2 ;
- $PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[j,h]$: la puissance disponible contrôlée calculée conformément à l'article 7.10.3.2 ;
- *j'* : les jours de PP2 où $PmoyDispoContrôlée_{AL,EDC}$ [j'] est strictement supérieure à zéro.

Le paramètre $Nj_{AL,effectif,EDC}$ est arrondi à 0,5 heure.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

Pour chaque Jour j de PP2, le paramètre $Kj_{AL,effectif,EDC}[j]$, est ensuite calculé à partir de l'Abaque Kj_{AL} de la manière suivante :

$$Kj_{AL,effectif,EDC}[j] = Abaque\ Kj_{AL}\left(Nj_{AL,effectif,EDC}[j]\right)$$

7.10.3.5 Calcul du paramètre $Kh_{AL,effectif,EDC}$

Le paramètre $Nh_{AL,effectif,EDC}$, nombre de Jours d'activation maximal sur une semaine de PP2, est calculé comme suit :

$$Nh_{AL,effectif,EDC}[s] = min\left(\frac{Emaxh_{AL,observé,EDC}[s] \times AjuContrôle,Emaxh}{\frac{\sum_{j'\in PP2, j'\in s} Emaxj_{AL,observé,EDC}[j]}{NbjoursPP2 \in s}} \times AjuContrôle,Emaxj ; 5\right)$$

Avec :

- $Emaxh_{AL,observé,EDC}$: l'énergie maximale hebdomadaire observée de l'Entité de Certification EDC, collectée conformément à l'article 7.8.4;
- $Emaxj_{AL,observé,EDC}$: l'énergie maximale Journalière observée de l'Entité de Certification EDC, collectée conformément à l'article 7.8.3;
- *AjuContrôle,Emaxh* : le coefficient d'ajustement issu des procédures d'audit de l'énergie maximale hebdomadaire p, défini conformément à l'article 7.9.5.3 ;
- $s \in PP2$: une semaine PP2 correspond à une semaine pour laquelle au moins un Jour PP2 est signalé ;
- *j*' : les jours de PP2 ou $PmoyDispoContrôlée_{AL,EDC}$[j'] est strictement supérieur à zéro.

Le paramètre $Nh_{AL,effectif,EDC}[s]$ est arrondi à 0,1 Jour.

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

Le paramètre $Kh_{AL,effectif,EDC}[s]$ est ensuite calculé à partir de l'Abaque Kh_{AL} de la manière suivante :

$$Kh_{AL,effectif,EDC}[s] = Abaque\ Kh_{AL}\left(Nh_{AL,effectif,EDC}[s]\right)$$

7.10.4 Partage du NCE dans le cas d'un Site dont la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ou la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat est en cours d'Année de Livraison (double certification)

7.10.4.1 Partage des responsabilités

Un Site dont la date de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat ou la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat est en cours d'Année de Livraison fait l'objet de deux demandes de certification pour cette Année de Livraison, conformément à l'article 7.4.7.2. Chacun des deux Titulaires d'EDC est responsable des conséquences du contrôle sur la période qui lui incombe.

7.10.4.2 Maille de collecte et de contrôle

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison pour un Site donné, la collecte et le contrôle doivent être effectués, pour les deux Titulaires d'EDC concernés :

- à la maille du Site concerné ;
- à la maille de chacune des deux EDC contenant le Site.

7.10.4.3 Cas d'un Site certifié selon la méthode de certification générique

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison pour un Site donné, un NCE_{Site} fictif à la maille du Site est calculé pour chacune des deux EDC contenant le Site sur l'intégralité de l'Année de Livraison.

Ce NCE_{Site} fictif correspond à :

- pour l'Exploitant, ou son mandataire :

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{Re_{AL,Site}}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site}[s(j)])$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{Rs_{AL,Site}}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site}[s(j)])$$

(cas de la sortie d'Obligation d'Achat)

- pour l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) :

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{(1 - Re_{AL,Site})}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site}[s(j)])$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{(1 - Rs_{AL,Site})}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site}[s(j)])$$

(cas de la sortie d'Obligation d'Achat)

L'ensemble des paramètres nbHeuresPP2, PlagePP, PuissanceDisponibleEffective, K et C sont calculés conformément à l'article 7.3.1 pour une EDC équivalente au Site.

Les NCE_{Site} fictifs sont ensuite intégrés dans le calcul des NCE des deux EDC contenant le Site concerné.

7.10.4.4 Cas d'un Site certifié selon la méthode de certification normative

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison pour un Site donné, un NCE_{Site} fictif à la maille du Site est calculé pour chacune des deux EDC contenant le Site sur l'intégralité de l'Année de Livraison.

Ce NCE_{Site} fictif correspond à :

- Pour l'Exploitant, ou son mandataire :

$NCE_{AL,Site,Ex} = NCC_{AL,Site,Ex} \times TDE_{Site}$ (entrée ou sortie d'Obligation d'Achat)

- Pour l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) :

$NCE_{AL,Site,AO} = NCC_{AL,Site,AO} \times TDE_{Site}$ (entrée ou sortie d'Obligation d'Achat)

Avec TDE_{Site} le taux de disponibilité effectif calculé à la maille du Site pour chacune des deux EDC contenant ce Site conformément aux stipulations de l'article 7.9.8.

Les NCE_{Site} fictifs sont ensuite intégrés dans le calcul des NCE des deux EDC contenant le Site concerné.

7.10.5 Contestation du Niveau de Capacité Effectif

Toute contestation du Titulaire de l'EDC, relative au NCE de l'EDC doit être Notifiée :

- à RTE, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- et au GR responsable de la part du montant du NCE qu'il conteste, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Le Titulaire de l'EDC précise la part du montant du NCE qu'il conteste.

Toute contestation du NCE peut être effectuée dans un délai d'un Mois à compter de la date de Notification du NCE.

La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes notifiées au titre du règlement financier relatif à l'Ecart Final du RPC.

RTE s'engage à formuler une réponse par écrit dans un délai d'un mois à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE s'engage à corriger le montant du NCE contesté.

A défaut d'accord, il est fait application des modalités de règlement des différends prévues dans le Contrat de Certification.

7.11 Périmètre d'un Responsable de Périmètre de Certification

7.11.1 Responsable de Périmètre de Certification

Un Responsable de Périmètre de Certification est une personne morale ayant conclu un contrat RPC-RTE.

Un RPC est rattaché à un Périmètre RPC, dont la constitution est conforme à l'article 7.11.2.

Une personne morale ne peut signer au plus qu'un unique contrat RPC-RTE, à moins que la règlementation ou la loi n'impose une séparation comptable ou managériale de certaines des activités exercées par cette personne morale.

Le cas échéant, une personne morale souhaitant signer un contrat RPC-RTE supplémentaire indique à RTE les textes en vigueur dont l'application commande la signature dudit contrat.

7.11.2 Périmètre du RPC

7.11.2.1 Principes

Le Périmètre du RPC est un ensemble d'EDC.

Une EDC appartient à un unique Périmètre RPC.

Si pour une Année de Livraison donnée, un Titulaire d'EDC donné est Titulaire d'une EDC appartenant au périmètre d'un RPC donné, alors toutes les EDC dont le Titulaire d'EDC considéré est Titulaire appartiennent au Périmètre de Certification du RPC considéré.

Le Périmètre d'un RPC est constitué initialement conformément aux principes de l'article 7.11.2.2.

Tout changement de Périmètre est conforme aux principes de l'article 7.11.2.3.

7.11.2.2 Rattachement initial de l'EDC

RTE constitue initialement le Périmètre du RPC pour la Période de Livraison de l'Année de Livraison sur la base des déclarations de la Demande de Certification des EDC. L'EDC est ainsi rattachée au Périmètre du RPC dont l'accord de rattachement (Annexe 9) est annexé à la Demande de Certification.

7.11.2.3 Changement de RPC

7.11.2.3.1 Période d'acceptabilité

Pour une Année de Livraison donnée, une EDC peut changer de Périmètre de Certification entre la date d'entrée en vigueur de son Contrat de Certification, et le 31 décembre AL-1 inclus.

7.11.2.3.2 Processus de demande

7.11.2.3.2.1 Principe

Une EDC peut changer de RPC pendant la période d'acceptabilité conforme à l'article 7.11.2.3.1. Le changement de RPC se traduit par : le retrait du périmètre du RPC auquel il était rattaché avant la prise d'effet de la demande de changement, et l'ajout au périmètre du RPC à la prise d'effet de la demande de changement.

La demande de changement est conforme à l'un des articles 7.11.2.3.2.2, 7.11.2.3.2.3, ou 7.11.2.3.2.4, selon le type d'EDC.

7.11.2.3.2.2 Cas d'une EDC dont les Sites sont raccordé au RPT

Le Titulaire de l'EDC Notifie à RTE l'accord de rattachement (Annexe 9) cosigné par le Titulaire de l'EDC et le RPC auquel il est nouvellement rattaché.

RTE informe le RPC auquel l'EDC était anciennement rattachée de la prise d'effet du retrait de l'EDC de son périmètre.

7.11.2.3.2.3 Cas d'une EDC dont les Sites sont raccordé au RPD

Le Titulaire de l'EDC Notifie au GRD l'accord de rattachement (Annexe 9) cosigné par le Titulaire de l'EDC et le RPC auquel il est nouvellement rattaché.

Le GRD Notifie à RTE l'accord de rattachement susmentionné.

RTE informe le RPC auquel l'EDC était anciennement rattachée de la prise d'effet du retrait de l'EDC de son périmètre.

7.11.2.3.2.4 Cas d'une EDC multi-GR

Le Titulaire de l'EDC Notifie à RTE l'accord de rattachement (Annexe 9) cosigné par le Titulaire de l'EDC et le RPC auquel il est nouvellement rattaché.

RTE informe le RPC auquel l'EDC était anciennement rattachée de la prise d'effet du retrait de l'EDC de son périmètre.

7.12 Offres de Certificats de Capacité sur une Plateforme d'Echange

7.12.1 Enchère

Dans la suite des Règles, on appelle « Enchère » une session d'échange organisée sur une Plateforme d'Echange, que celle-ci ait été mise en place suite un appel d'offres sur la base de l'article 19 du Décret ou non.

7.12.2 Rythme des Enchères

Le nombre d'Enchères précédant l'Année de Livraison est de 15 au minimum. Le rythme minimal retenu est :

- 1 Enchère en AL-4 ;
- 4 en AL-3 ;
- 4 en AL-2 ;

- 6 en AL-1.

7.12.3 Obligations de mise en vente de Garanties de Capacité sur une Plateforme d'Echange

7.12.3.1 Définitions

On note dans la suite des Règles :

- $NbEnchères_{AL\text{-}i}$ (i est un nombre entier compris entre 1 et 4) : le nombre d'Enchères organisées lors de l'Année AL-i pour l'Année de Livraison AL ;
- $Enchère_{AL\text{-}i}(j)$: la j^e enchère de l'Année AL-i (j est un nombre entier compris entre 1 et $NbEnchères_{AL\text{-}i}$) ;
- $NbGarantiesOffertes_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL\text{-}i}(j)$] : le nombre global de Garanties de Capacité offertes par un RPC et les Titulaires d'EDC dont les EDC sont rattachées à son Périmètre de Certification lors de l'enchère $Enchère_{AL\text{-}i}(j)$;
- $NbGarantiesVendues_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL\text{-}i}(j)$] : le nombre global de Garanties de Capacité vendues par un RPC et les Titulaires d'EDC dont les EDC sont rattachées à son Périmètre de Certification lors de l'enchère $Enchère_{AL\text{-}i}(j)$;
- $NbGarantiesDétenues_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL\text{-}i}(j)$] : le nombre global de Garanties de Capacité disponibles sur les comptes, au registre des Garanties de Capacité, du RPC considéré et des Titulaires d'EDC rattachées à son Périmètre de Certification au moment du dépôt des offres du RPC et des mêmes Titulaire d'EDC pour l'Enchère $Enchère_{AL\text{-}i}(j)$;
- $NCC_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL\text{-}i}(j)$] : la somme des Niveaux de Capacité Certifié des EDC appartenant au Périmètre du RPC considéré au moment du dépôt des offres de Garanties effectuées par le RPC et par les mêmes Titulaires d'EDC pour l'Enchère $Enchère_{AL\text{-}i}(j)$.

7.12.3.2 Conditions à la mise en place de contraintes sur l'offre de Garanties de Capacité

Si les trois conditions suivantes sont remplies :

- une (ou plusieurs) Plateforme d'Echange dédiée exclusivement aux échanges de Garanties de Capacité est mise en place pour les échanges relatifs à une Année de Livraison AL donnée ;
- des Enchères de Garanties de Capacité relatives à l'Année de Livraison AL sont prévues au cours de l'Année AL-i (i = 1, 2, 3 ou 4) via cette Plateforme ;
- la somme des NCC des EDC appartenant au Périmètre d'un RPC, au moment du dépôt des offres de Garanties du RPC et des Titulaires d'EDC concernés pour la dernière enchère de l'Année AL-i relative à AL, est supérieure ou égale à un seuil de 3 GW ;

Alors, lors des Enchères tenues en AL-i pour l'Année de Livraison AL, des contraintes d'offre de Garanties de Capacité s'appliquent au niveau du Périmètre du RPC concerné.

7.12.3.3 Niveau des contraintes pour les Années AL-i (i = 1, 2, 3 ou 4) sur l'offre

de Garanties de Capacité sur les Enchères relatives à l'Année de Livraison AL

Si les conditions de l'article 7.12.3.2 sont réunies, alors, lors de la dernière enchère organisée en AL-i pour l'Année de Livraison AL, le nombre total de Garanties offertes sur les Enchères par le RPC et les Titulaires d'EDC dont les EDC sont rattachées à son Périmètre, doit être tel que la somme de ce nombre, avec le nombre de Garanties vendues par le RPC et les mêmes Titulaires d'EDC lors des autres Enchères organisées en AL-irelatives à l'Année de Livraison AL, soit au moins égale au maximum entre :

- 25% de la somme des NCC des EDC appartenant au Périmètre du RPC au moment du dépôt des offres de Garanties du RPC et des mêmes Titulaires d'EDC pour la dernière Enchère organisée ;
- X_i% (i= 1, 2, 3 ou 4) du nombre total de Garanties de Capacité disponibles sur les comptes, au registre des Garanties de Capacité, du RPC considéré et des Titulaires d'EDC rattachées à son Périmètre de Certification au moment du dépôt des offres de Garanties par le RPC et par les mêmes Titulaires d'EDC pour la dernière Enchère organisée, avec :
  - X_4 = 0 pour l'Année AL-4 ;
  - X_3 = 25 pour l'Année AL-3 ;
  - X_2 = 50 pour l'Année AL-2 ;
  - X_1 = 100 pour l'Année AL-1.

Ainsi, pour i = 1, 2, 3 ou 4, la condition suivante doit être respectée :

$$NbGarantiesOffertes_{PérimètreRPC}[Enchère_{AL-i}(NbEnchères_{AL-i})] + \sum_{1\leq k<NbEnchères_{AL-i}} NbGarantiesVendues_{PérimètreRPC}[Enchère_{AL-i}(k)] \geq Max\{25\% \times NCC_{PérimètreRPC}[Enchère_{AL-i}(NbEnchères_{AL-i})] ; X_i\% \times NbGarantiesDétenues[Enchère_{AL-i}(NbEnchères_{AL-i})]\}$$

7.12.3.4 Respect des obligations de mise en vente de Garanties de Capacité

Pour permettre le contrôle du respect des obligations de mise en vente de Garanties de Capacité décrites au 7.12.3.3, les opérateurs des Plateformes d'Echange de Garanties de Capacité transmettent à la CRE, et à RTE, au plus tard 10 jours ouvrés après chaque session de marché :

- les accords d'échange de Garanties de Capacité à terme contractualisé par les opérateurs, afin que les volumes de Garanties de Capacité correspondants puissent être pris en compte dans la définition du terme $NbGarantiesDétenues_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL-i}$(j)] tel que défini à l'article 7.12.3.1 ;

les carnets d'offres déposés auprès de ces mêmes opérateurs.La responsabilité relative aux obligations de mise en vente de Garanties de Capacité, décrites à l'article 7.12.3.3, est portée intégralement par le RPC concerné.

7.13 Modalités de recouvrement des frais relatifs au Titulaire de l'EDC

[CRE]

7.13.1 Facturation [CRE]

7.13.1.1 Facturation des frais de certification [CRE]

RTE établit et transmet au Titulaire de l'EDC, dans le même temps que l'envoi du Contrat de Certification pour signature, une facture pour les frais liés à la certification de l'EDC.

Pour toute EDC, le montant des frais couvrant les coûts de certification de RTE est de 10 euros par MW du Niveau de Capacité Certifié.

Le GRD établit et transmet au Titulaire de l'EDC, après réception du contrat GRD-Exploitant signé, et au plus tard deux (2) Mois après réception de la Demande de Certification conforme, la facture pour les frais liés à la certification de l'EDC raccordée à son réseau.

Pour une EDC raccordée au RPD, le montant des frais couvrant les coûts de certification du GRD est de 57 euros par MW du Niveau de Capacité Certifié pour la part de l'EDC raccordée à son réseau.

Le présent article s'applique nonobstant les dispositions transitoires relatives au Tunnel de Certification.

7.13.1.2 Frais de contrôle [CRE]

RTE établit et transmet au Titulaire de l'EDC, au plus tard le 31 Janvier de l'AL+1, une facture pour les frais liés au contrôle de l'EDC.

Le montant des frais couvre les coûts de contrôle engagés par RTE.

Le GRD établit et transmet au Titulaire de l'EDC au plus tard le 31 Janvier de l'AL+1, une facture pour les frais liés au contrôle de l'EDC raccordé à son réseau.

Le montant des frais couvre les coûts de contrôle engagés par GRD.

7.13.2 Modalités de facturation [CRE]

Le Titulaire de l'EDC règle les factures à RTE ou au GRD dans les trente (30) Jours à compter de la date d'émission de la facture, par virement bancaire aux coordonnées bancaires, prélèvement automatique ou chèque. Les frais éventuels prélevés par la banque de l'Exploitant sont à la charge de ce dernier. Le Titulaire de l'EDC est tenu de joindre, à chaque règlement, les références de la facture émise par RTE.

Les modes de règlement proposés par les GR peuvent être soit le virement bancaire, soit le prélèvement automatique, soit le chèque. Les modalités de paiement proposées par les GR sont précisées dans le Contrat de Certification et, le cas échéant, dans le contrat GRD-Exploitant.

En cas de règlement par virement bancaire, le Titulaire de l'EDC s'assure auprès de sa banque que l'ordre de virement pour règlement d'une facture donnée mentionne le numéro de la facture. Dans le cas d'un virement, le Titulaire demande à sa banque d'indiquer ce numéro dans les données du relevé de compte, si possible dans la balise <EndToEndId>. L'absence de cette mention implique une identification manuelle par RTE ou du GRD des virements arrivant sur son compte. Toute identification manuelle ouvrira droit au profit de RTE ou du GRD à la facturation du Titulaire d'un montant forfaitaire de 140 €, qui sont reportés sur la facture suivante due par le Titulaire. Les montants mentionnés étant stipulés hors taxes, ils doivent être majorés des impôts et taxes en vigueur. Ces montants sont facturés en euros (€) et arrondis au centime d'euro (c€) le plus proche.

7.13.2.1 Indemnités de retard [CRE]

A défaut de paiement intégral par le Titulaire de l'EDC, les sommes dues sont majorées de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 10 points de pourcentage.

Cet intérêt est calculé à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture. Toutefois, ces pénalités ne peuvent être inférieures à un minimum fixé à 140 € hors taxes.

A cette somme, en application des articles L. 441-6 et D. 441-5 du Code de commerce, s'ajoute une somme pour retard de paiement intégral de l'une des parties dans les délais prévus, par application de plein droit d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement d'un montant de 40 euros à la charge du débiteur.

7.13.2.2 Contestation des factures [CRE]

Toute contestation relative à une facture par le Titulaire de l'EDC doit être Notifiée dans un délai de trente (30) Jours à compter de la date de réception de la facture à RTE ou du GRD. Toute contestation Notifiée après l'expiration de ce délai est considérée comme irrecevable.

La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

RTE ou le GRD s'engage à traiter la contestation dans les plus brefs délais et au maximum dans un délai de deux (2) Mois Civil à compter de la date de réception de la contestation.

A l'expiration de l'année de livraison, toute contestation relative à une facture émise jusqu'à cette date n'est possible que pendant un délai de deux (2) Mois Civils.

8 VOLET REGLEMENTS FINANCIERS DES ACTEURS OBLIGES ET DES RPC

Dans cette section, on désigne par « Acteur » un Acteur Obligé ou un RPC.

8.1 Paramètres utilisés pour le calcul des règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC

Les paramètres utilisés pour le calcul des règlements financiers des acteurs obligés sont :

- le Seuil des Ecarts ;
- le Seuil du Rééquilibrage ;
- le Seuil de l'Année de Livraison ;
- le Coefficient k de l'Année de Livraison.

8.1.1 Seuils

8.1.1.1 Seuil des Ecarts

8.1.1.1.1 Principe

Le Seuil des Ecarts pour une Année de Livraison est une valeur en GW utilisée pour calculer les règlements financiers relatifs aux rééquilibrages en Capacité des Acteurs Obligés et les règlements financiers relatifs à l'écart final des RPC. Il vise à traiter le risque d'éventuelles stratégies de rétention de Capacité de la part des RPC et à renforcer les incitations des Acteurs Obligés à ne pas attendre le rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés pour couvrir leur obligation.

8.1.1.1.2 Valeur du Seuil des Ecarts

La valeur du Seuil des Ecarts est de 1 GW.

8.1.1.2 Seuil du Rééquilibrage

8.1.1.2.1 Principe

Le Seuil du Rééquilibrage est une valeur en GW utilisée pour calculer les règlements financiers relatifs aux rééquilibrages des RPC. Il vise à faire porter un coût aux acteurs procédant à des rééquilibrages importants avant l'Année de Livraison, susceptibles d'avoir un impact sur le fonctionnement du marché et notamment sur la vision qu'ont les acteurs de marché de l'équilibre entre l'offre et la demande de Garanties de Capacité.

8.1.1.2.2 Valeur du Seuil du Rééquilibrage

La valeur du Seuil du Rééquilibrage est de 1 GW.

8.1.1.3 Seuil Global

8.1.1.3.1 Principe

Le Seuil Global est une valeur en GW permettant de caractériser une situation d'Ecart Global acceptable (tel que, pour un Ecart Global au-dessus du Seuil Global, la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative), d'une situation d'Ecart Global significatif (tel que, pour un Ecart Global en deçà du Seuil Global, la sécurité d'approvisionnement est menacée de manière significative).

8.1.1.3.2 Valeur du Seuil Global

La valeur du Seuil Global est de -2 GW.

8.1.2 Coefficient k

8.1.2.1 Principe

Le Coefficient k est déterminé de sorte à ce que :

- les Acteurs Obligés soient incités à se couvrir en Garanties de Capacité (au regard de leur prévision d'Obligation) lors de la Période d'Echange de l'Année de Livraison AL, plutôt qu'à avoir recours au rééquilibrage en Capacité ;
- les RPC soient incités à se rééquilibrer s'ils anticipent un écart sur leur Périmètre de Certification, plutôt qu'à avoir recours au règlement financier relatif à l'Ecart final du RPC.

8.1.2.2 Valeur du coefficient k

La valeur du coefficient k est de 0,2.

8.1.3 Révision de la valeur des paramètres pour le calcul des règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC

Pour chaque Année de Livraison, les valeurs des paramètres Seuil des Ecarts, Seuil du Rééquilibrage, Seuil Global et Coefficient k peuvent être révisées, conformément aux principes décrits aux articles 8.1.1.1, 8.1.1.2.1, 8.1.1.3.1et 8.1.2.1.

Le cas échéant, RTE propose à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision de la valeur d'un ou plusieurs de ces paramètres, pour une Année de Livraison AL.

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la valeur proposée doit être approuvée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 1er janvier de l'Année AL-4.

Les nouvelles valeurs, ou les valeurs reconduites des seuils sont publiées conformément aux modalités de l'article 10.1.2.

Ces paramètres sont ensuite stables pendant tout l'Exercice, sauf évolution du cadre réglementaire imposant une révision exceptionnelle de la valeur de ces paramètres.

8.2 Ecarts

8.2.1 Ecart des Acteurs

8.2.1.1 Ecart des Acteurs Obligés

L'Ecart de l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison AL ($Ecart_{AL,AO}$) est calculé selon la formule suivante :

$$Ecart_{AL,AO} = RegistreGarantie_{AL,AO,DLC} - Oblig_{AL,AO}$$

Avec :

- $RegistreGarantie_{AL,AO,DLC}$: le montant de Garanties au compte de l'Acteur Obligé au registre des Garanties de Capacité à la Date Limite de Cession.
- $Oblig_{AL,AO}$: l'Obligation de l'Acteur Obligé calculée conformément aux modalités de l'article 6.4.

8.2.1.2 Ecart des RPC

L'écart du RPC pour l'Année de Livraison AL ($Ecart_{AL,\ RPC)}$ est calculé selon la formule suivante:

$$Ecart_{AL,RPC} = NCE_{AL,RPC} - NCC_{AL,RPC}$$

- Le Niveau de Capacité Effectif $NCE_{AL,RPC}$ est la somme des Niveaux de Capacité Effectifs des EDC rattachées à son Périmètre de Certification pour la Période de Livraison AL. Le Niveau de Capacité Effectif est calculé conformément aux modalités de l'article 7.10. La consitution du Périmètre de Certification est effectuée conformément aux modalités de l'article 7.11.2.
- Le Niveau de Capacité Certifié $NCC_{AL,RPC}$ est la somme des Niveaux de Capacité Certifiés des EDC rattachées à son Périmètre de Certification pour la Période de Livraison AL, à la date de fin de Période de Livraison d'AL. Le Niveau de Capacité Certifié de chaque EDC est calculé conformément aux modalités de l'article 7.3.

8.2.2 Ecart Global

RTE calcule l'Ecart Global du Système selon la formule suivante :

$$EcartGlobal_{AL} = \sum_{AL,RPC} Ecart_{AL,RPC} + \sum_{AL,AO} Ecart_{AL,AO}$$

Avec :

- $Ecart_{AL,AO}$, l'Ecart de l'Acteur Obligé AO pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.1.
- $Ecart_{AL,RPC}$, l'Ecart du RPC pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.2.

8.3 Prix utilisés pour le calcul des règlements financiers

8.3.1 Prix de Référence Marché

Le prix de référence Prm_{AL}, utilisé pour le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligé et pour le calcul du règlement financier des RPC, est le prix de référence dont les modalités de calcul sont définies et publiées par la CRE, en vertu de l'article 23 du Décret.

8.3.2 Prix administré

Le prix administré $Padm_{AL}$ est utilisé pour le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés et pour le calcul du règlement financier des RPC.

Les modalités de calcul du prix administré sont fixées et publiées par la CRE, en application de l'article 23 du Décret.

La valeur du prix administré $Padm_{AL}$ ne peut être supérieure :

- à vingt mille (20 000) euros par MW de Capacité certifiée pour l'Année de Livraison 2017 ;
- à quarante mille (40 000) euros par MW de Capacité certifiée pour les Années de Livraison 2018 et 2019 ;
- à soixante mille (60 000) euros par MW de Capacité certifiée pour l'Année de Livraison 2020.

Pour chacune des années de livraison suivantes, RTE propose à la CRE, avant le 1er septembre AL-4, une actualisation du plafond pour la valeur du prix administré, pour le porter à une valeur correspondant aux coûts d'une centrale à gaz de type cycle combiné gaz ou cycle ouvert, diminués de la rente inframarginale.

Sur la base de cette proposition, la CRE fixe, dans les meilleurs délais, le nouveau plafond pour la valeur du prix administré pour l'Année de Livraison considérée.

8.3.3 Prix Unitaire

Le Prix Unitaire d'une Année de Livraison AL, noté $PrixUnitaire_{AL}$ est :

- le prix de règlement appliqué à l'Ecart de l'Acteur Obligé calculé conformément à l'article 8.2.1.1 ;
- le prix de règlement appliqué à l'Ecart du RPC calculé conformément à l'article 8.2.1.2.

Pour un Acteur donné, le Prix Unitaire appliqué à son Ecart dépend du signe de cet Ecart.

Le Prix Unitaire s'appliquant à l'Ecart de signe positif d'un Acteur est appelé Prix Unitaire positif, noté PUP_{AL} dans la suite des Règles.

Si $Ecart_{AL,Acteur} \geq 0$ alors :

$$PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,Acteur}) = PUP_{AL}(Ecart_{AL,Acteur})$$

Le Prix Unitaire s'appliquant à l'Ecart de signe négatif d'un Acteur est appelé Prix Unitaire négatif, noté PUN_{AL} dans la suite des Règles.

Si $Ecart_{AL,Acteur} < 0$ alors :

$$PrixUnitaire,AL\ (Ecart_{AL,Acteur}) = PUN_{AL}(Ecart_{AL,Acteur})$$

8.3.3.1 Prix Unitaire Positif de l'Année de Livraison AL [CRE]

Le Prix Unitaire Positif dépend du coefficient k de l'Année de Livraison AL k_{AL}, du Prm de l'Année de Livraison AL Prm_{AL} et de l'Ecart de l'Acteur pour l'Année de Livraison AL $Ecart_{AL,Acteur}$.

Si $Ecart_{Acteur,AL} < Seuil\ des\ Ecarts$, alors : $PUP_{AL}=(1-k_{AL})\times Prm_{AL}$

Si $Ecart_{Acteur,AL} \geq Seuil\ des\ Ecarts$, alors : $PUP_{AL} = \frac{(1-k_{AL})\times Prm_{AL}}{Ecart_{AL,Acteur}} \times Seuil\ des\ Ecarts$

Avec :

- k_{AL} le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL ;
- $Seuil\ des\ Ecarts$, le Seuil des Ecarts pour l'Année de Livraison AL ;
- Prm_{AL} le prix de référence marché de l'Année de Livraison AL ;
- $Ecart_{AL,Acteur}$ calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.

8.3.3.2 Prix Unitaire Négatif de l'Année de Livraison AL [CRE]

La Prix Unitaire Négatif d'une Année de Livraison AL dépend du coefficient k de l'Année de Livraison AL k_{AL}, du Prm de l'Année de Livraison AL Prm_{AL}, de l'Ecart de l'Acteur $Ecart_{AL,Acteur}$et de l'Ecart Global de l'Année de Livraison $EcartGlobal_{AL}$.

Le Prix Unitaire Négatif d'une Année de Livraison AL ne peut excéder $Padm_{AL}$.

Si l'application de la méthode de calcul du Prix Unitaire Négatif, décrite ci-dessous, conduit à une valeur du Prix Unitaire Négatif supérieure à $Padm_{AL}$, la valeur du Prix Unitaire Négatif est fixée à $Padm_{AL}$.

Si $EcartGlobal_{AL} \leq Seuil_{AL}$ alors : $PUN_{AL} = Padm_{AL}$

Si $EcartGlobal_{AL} > Seuil_{AL}$ alors :

- Si $-Ecart_{AL,Acteur} \leq Seuil\ des\ Ecarts$, alors : $PUN_{AL} = (1+k_{AL})\times Prm_{AL}$
- Si $-Ecart_{AL,Acteur} > Seuil\ des\ Ecarts$, alors : $PUN_{AL} = (2-\frac{(1-k_{AL})}{|Ecart_{AL,Acteur}|} \times Seuil\ des\ Ecarts)\times Prm_{AL}$

Avec :

- k_{AL} le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL ;
- Prm_{AL} le prix de référence marché de l'Année de Livraison AL ;
- $Padm_{AL}$le prix administré de l'Année de Livraison AL ;
- $Seuil_{AL}$ le seuil de l'Année de Livraison AL ;

- *Seuil des Ecarts*, le Seuil des Acteurs en Ecart pour l'Année de Livraison AL ;
- $EcartGlobal_{AL}$ calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.2 ;
- $Ecart_{AL,Acteur}$ calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.

8.4 Règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés

8.4.1 Méthode de calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés

Un Acteur Obligé est soumis au rééquilibrage en Capacité si le montant de Garanties de Capacité qu'il détient au registre des Garanties de Capacité à la Date Limite de Cession n'est pas égal au montant de son Obligation.

Le rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés se traduit par un règlement financier, dont le montant est calculé selon la formule suivante :

$$Règlement_{AL,AO} = -\ Ecart_{\ AL,AO} \times PrixUnitaire_{AL}\left(Ecart_{AL,AO}\right)$$

Avec :

- $Ecart_{\ AL,AO}$: l'Ecart de l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.1 ;
- $PrixUnitaire_{AL}\left(Ecart_{AL,AO}\right)$: le prix unitaire pour l'Année de Livraison AL appliqué à l'Ecart de l'acteur obligé, calculé conformément aux modalités de l'article 8.3.3.

8.4.2 Processus du règlement financier

8.4.2.1 Notification du règlement financier

Le règlement financier de l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison AL est calculé par RTE, conformément aux modalités de l'article 8.4.1.

Pour chaque Année de Livraison, RTE notifie à chaque Acteur Obligé, avant la Date Limite de Notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés de l'Année de Livraison :

- le montant de l'Ecart de l'Acteur Obligé, calculé conformément aux données transmises par les GR pour la Puissance de Référence de l'Acteur Obligé et le montant de Garanties de Capacité de l'Acteur Obligé sur le registre des Garanties de Capacité, et selon la méthode de calcul adéquate de l'article 6.4.
- le montant du règlement financier associé à l'Ecart de l'Acteur Obligé, calculé conformément à la méthode de l'article 8.4.1.

8.4.2.2 Règlement financier

Lorsque le règlement financier est de signe positif, l'Acteur Obligé verse sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité le montant du règlement. Lorsque le règlement financier est de signe négatif, l'Acteur Obligé reçoit du fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés le montant du règlement.

Lorsque le règlement financier est dû par l'Acteur Obligé, RTE, ou toute autre personne morale désignée à cet effet, envoie à l'Acteur Obligé le montant du règlement financier en même temps que la notification du règlement financier. Les Acteurs Obligés versent les montants correspondant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés.

La somme des montants versés par le fonds fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés ne peut être supérieure à la somme des montants effectivement versés par les Acteurs Obligés dont le règlement financier est positif pour cette année de livraison, conformément à l'article 7 du décret. Le cas échéant, les montants correspondant aux règlements financiers perçus par les Acteurs Obligés sont réduits de manière proportionnée de telle sorte que leur somme soit égale au montant disponible sur le fonds. Les Acteurs Obligés reçoivent du fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés les montants correspondants.

8.4.2.3 Règlements financiers versés par les Acteurs Obligés

L'Acteur Obligé verse les montants liés au règlement financier avant la date limite de règlements financiers versés par les Acteurs Obligés, suivant les modalités précisées dans le Contrat Relatif à l'Acteur Obligé.

8.4.2.4 Règlements financiers perçus par les Acteurs Obligés

Les montants correspondant au règlement financier sont versés avant la Date limite de Recouvrement suivant l'une des modalités précisées dans le Contrat Relatif à l'Acteur Obligé.

8.4.2.5 Contestation du règlement financier

Toute contestation de l'Acteur Obligé relative au règlement financier doit être Notifiée à RTE, ou toute autre personne désignée par lui à cet effet, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes dues.

Toute contestation du règlement financier peut être effectuée dans un délai d'un Mois à compter de la date de Notification du règlement financier.

RTE s'engage à formuler une réponse par écrit dans un délai de trois semaines à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE s'engage à corriger le montant du règlement financier contestée.

A défaut d'accord, il est fait application des modalités de règlement des différends prévues dans le contrat RTE-Acteur Obligé.

8.4.2.6 Défaut de paiement

En cas de défaut de paiement d'un Acteur Obligé, le GR met en demeure sous cinq Jours l'Acteur Obligé concerné de procéder au paiement des sommes dues.

Tout retard de paiement donne lieu à l'application de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de quarante (40) euros prévue à l'article L. 441-3 du Code de commerce, sans préjudice de l'application des pénalités de retard.

8.4.3 Modalités de redistribution du solde du fonds

Le solde éventuel restant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage des Acteurs Obligés, qui n'est pas la propriété de RTE, est intégralement redistribué aux utilisateurs du RPT, selon des modalités fixées par la CRE.

8.4.4 Ecart final

Soit $\text{RegFi}_{\text{AL,AO}}$ le règlement financier effectivement versé ou perçu par l'Acteur Obligé.

Soit $\text{Ecart}_{\text{AL,AO}}$ l'écart de l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison AL.

L'Ecart Final pour l'Année de Livraison AL pour un Acteur Obligé est :

Si $Ecart_{AL,AO} > 0$:

$$Ecartfinal_{AL,AO} = Ecart_{AL,AO} - \left| \frac{RegFi_{AL,AO}}{PUP_{AL}\ (Ecart_{AL,AO})} \right|$$

Si $Ecart_{AL,AO} < 0$:

$$Ecartfinal_{AL,AO} = Ecart_{AL,AO} + \left| \frac{RegFi_{AL,AO}}{PUN_{AL}(Ecart_{AL,AO})} \right|$$

L'Ecart Final de l'Acteur Obligé, s'il est non nul, est notifié à la CRE.

8.5 Règlement financier du RPC

8.5.1 Méthode de calcul du règlement financier relatif à l'Ecart du RPC

Le règlement financier du RPC pour une Année de Livraison $Règlement_{AL,RPC}$ est égal à la somme du règlement finanicer relatif à l'Ecart du RPC $Règlement_{AL,écart,RPC}$ et du règlement financier relatif aux rééquilibrages $Règlement_{AL,rééquilibrage,RPC}$.

$$Règlement_{AL,RPC} = Règlement_{AL,écart,RPC} + Règlement_{AL,rééquilibrage,RPC}$$

Les modalités de calcul de $Règlement_{AL,écart,RPC}$ et $Règlement_{AL,rééquilibrage,RPC}$ sont précisées respectivement aux articles 8.5.1.1 et 8.5.1.2.

8.5.1.1 Méthode de calcul du règlement financier relatif à l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL

Un RPC est soumis au règlement financier relatif à l'Ecart du RPC si son Ecart $Ecart_{Al,RPC}$, calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.2, est non nul.

Le règlement financier relatif à l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL, $Règlement_{AL,écart,RPC}$, est calculé selon la formule suivante :

$$Règlement_{AL,écart,RPC} = -Ecart_{AL,RPC} \times PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,RPC})$$

Avec :

- $Ecart_{AL,RPC}$: l'Ecart du RPC pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article 8.2.1.2 ;

- $PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,RPC})$: le prix unitaire pour l'Année de Livraison AL appliqué à l'Ecart du RPC, calculé conformément aux modalités de l'article 8.3.3.

8.5.1.2 Méthode de calcul du règlement financier relatif aux rééquilibrages du RPC pour une Année de Livraison AL

8.5.1.2.1 Principe et méthode

Un RPC ayant transmis une ou plusieurs demandes de rééquilibrage conformes au cours de la période d'acceptation des demandes de rééquilibrage est soumis à un règlement financier de rééquilibrage.

Le montant du règlement financier associé au rééquilibrage d'un RPC est calculé selon la formule suivante :

$$R\acute{e}glement_{AL,r\acute{e}\acute{e}quilibrage,RPC} = \sum_{\substack{demandes\ de \\ r\acute{e}quilibrage \\ conformes}} VolumeR\acute{e}\acute{e}quilibrage_{demande} \times PrixUnitaire_{demande}$$

- Le Volume de Rééquilibrage d'une demande conforme de rééquilibrage est l'écart, pris en valeur absolue, entre le Niveau de Capacité Certifié à la date de la demande de rééquilibrage et le niveau de Capacité figurant dans la demande de rééquilibrage. Il est calculé comme suit :

$$VolumeR\acute{e}\acute{e}quilibrage_{demande} = \left| NiveauCertifi\acute{e}_{AL,EDC}(Date\ de\ transmission\ demande) - NiveauCapacit\acute{e}_{demande,EDC} \right|$$

- Le prix unitaire de règlement associé à une demande conforme de rééquilibrage dépend de la date de transmission de la demande et du Volume Cumulé de Rééquilibrage effectué par le RPC pour l'Année de Livraison considérée. Les modalités de calcul du Volume Cumulé de Rééquilibrages sont précisées aux articles 8.5.1.2.2 et 8.5.1.2.3, et celles du prix unitaire de règlement d'une demande de rééquilibrage à l'article 8.5.1.2.4.

8.5.1.2.2 Rééquilibrages Comptabilisés

Les Rééquilibrages Comptabilisés sont les rééquilibrages pris en compte dans le calcul du Volume Cumulé de Rééquilibrages.

Tous les rééquilibrages pour lesquels une demande de rééquilibrage conforme a été transmise par un RPC au GR concerné sont des Rééquilibrages Comptabilisés, à l'exception des rééquilibrages suivants :

- les rééquilibrages pour lesquels une demande de rééquilibrage conforme a été transmise au GR concerné, avant la date d'entrée en vigueur des présentes Règles ;
- dans le cadre des dispositions transitoires définies à l'article 4, les rééquilibrages liés à l'application du Tunnel de Certification à des Capacités déjà certifiées ou les rééquilibrages liés à la régularisation de la certification des EDC d'Effacement d'agissant de la procédure de certification simplifiée pour l'Année de Livraison 2017 ;
- les rééquilibrages pour évènements fortuits effectués conformément à l'article 7.6.3.2.6 ;
- les rééquilibrages pour cause de fermeture définitive de l'EDC (article 7.7.1), lorsque cette fermeture est due à une décision administrative de fermeture ;

- les rééquilibrages associés à l'application d'un acte législatif et réglementaire contraignant le fonctionnement de la Capacité ;
- les rééquilibrages relatifs à des EDC certifiées selon la méthode de certification normative, décrite à l'article 7.3.2 ;
- les rééquilibrages donnant lieu à une modification de la constitution d'une EDC, sous réserve que, pour chaque rééquilibrage :
    - les Capacités nouvellement rattachés à l'EDC ne proviennent pas d'une EDC dont le Titulaire est identique à celui de leur nouvelle EDC de rattachement ;
    - les Capacités sortant de la composition de l'EDC ne soient ultérieurement rattachés à aucune EDC pour l'Année de Livraison considérée ou, à défaut, que le Titulaire de la nouvelle EDC à laquelle ils seront rattachés ne soit pas le même que celui de leur EDC d'origine ;
    - le RPC concerné explicite précisément dans la demande de rééquilibrage de l'EDC faisant l'objet d'une modification de constitution le montant du volume rééquilibré lié à la modification de la constitution de l'EDC et celui lié à une réévaluation de la disponibilité de l'EDC hors modification de sa constitution. RTE a la possibilité d'effectuer des contrôles sur la cohérence de ces demandes de rééquilibrages et pourra, le cas échéant, croiser les demandes de rééquilibrage transmises par différents RPC.

8.5.1.2.3 Volume Cumulé de Rééquilibrages d'une Année de Livraison

Le Volume Cumulé de Rééquilibrages d'un RPC, pour une Année de Livraison AL, $VolumeCumuléRéé quilibrage_{AL,RPC}$, est égal à la somme des Volumes de Rééquilibrage des Rééquilibrages Comptabilisés pour lesquels une demande conforme a été transmise par le RPC au GR concerné.

$$VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC} = \sum_{\substack{Demandes\ de \\ réquilibrage \\ conformes\ des\ Rééquilibrages\ Comptabilisés}} VolumeRéé quilibrage_{Demande}$$

8.5.1.2.4 Prix unitaire de Règlement

Le prix unitaire de règlement associé à une demande de rééquilibrage conforme dépend :

- du Volume Cumulé de Rééquilibrages du RPC, $VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC}$;
- de la Date de transmission de la demande.

Pour toute demande de rééquilibrage conforme transmise, le prix de règlement unitaire est calculé de la manière suivante :

$$PrixUnitaire_{demande}\left(Date\ de\ transmission\ ; VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC}\right) = Prm_{AL} \times K_{rééquilibrage,demande}\left(Date\ de\ transmission\ ; VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC}\right)$$

Le prix de référence marché Prm_{AL} pour l'Année de Livraison AL est calculé suivant les modalités précisées à l'article 8.3.1.

Le coefficient $K_{rééquilibrage,demande}$ dépend de la Date de transmission de la demande et du Volume Cumulé de Rééquilibrages du RPC. Il est calculé suivant les modalités exposées ci-dessous.

- Si la Date de transmission de la demande est strictement antérieure au 1er janvier de l'Année de Livraison AL alors:
  - Si $VolumeCumuléRéé quilibrage_{AL,RPC} \leq Seuil\ du\ Rééquilibrage$, alors le coefficient $K_{rééquilibrage,demande}$ est nul.
  - Si $VolumeCumuléRéé quilibrage_{AL,RPC} > Seuil\ du\ Rééquilibrage$, alors :

$$K_{rééquilibrage,demande} = k_{AL} \times 0.5 \times \frac{NbjoursPréAL_{AL}(Date\ de\ transmission)}{NbjoursPréAL_{AL}(31\ décembre\ AL-1)}$$

Avec :

- k_{AL} : le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL défini à l'article 8.1.2.
- $NbjoursPréAL_{AL}(d)$: le nombre de Jours écoulés entre entre le 1er janvier AL-4 et la date d.

- Si la Date de transmission de la demande est postérieure au 1er janvier de l'Année de Livraison AL alors :

$$K_{rééquilibrage,demande} = k_{AL} \times 0.5 \times (1 + \frac{NbjoursPP2signalés_{AL}(Date\ de\ transmission)}{NbjoursPP2signalés_{AL}(31\ décembre\ AL)})$$

Avec :

- k_{AL} : le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL défini à l'article 8.1.2.
- $NbjoursPP2signalés_{AL}(d)$: le nombre de Jours de PP2 ayant été signalé pour l'Année de Livraison AL entre la date du 1er janvier et la date d.

8.5.2 Processus du règlement financier du RPC

8.5.2.1 Notification des écarts provisoires

RTE notifie le RPC pour chaque Capacité qui compose son périmètre avant le 30 Juin de l'année N+1 à condition que les données pour faire le calcul soient disponibles, des informations suivantes :

- le NCE par Capacité pour une Année de Livraison ;
- le NCC par Capacité pour une Année de Livraison.

8.5.2.2 Notification du règlement financier

Le règlement financier du RPC pour l'Année de Livraison AL est calculé conformément aux modalités de l'article 8.5.1.

Pour chaque Année de Livraison, RTE Notifie à chaque RPC avant la Date Limite de Notification de l'écart du RPC de l'Année de Livraison :

- le montant de l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL ;
- le montant du règlement financier relatif à l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL ;

- le volume total de rééquilibrage du RPC pour une Année de Livraison AL correspondant à la somme des volumes de Rééquilibrage de chaque demande de rééquilibrage conforme ;
- le Volume Cumulé de Rééquilibrages, calculé conformément aux modalités de l'article 8.5.1.2.3 ;
- le montant du règlement financier relatif aux Rééquilibrages du RPC pour une Année de Livraison AL.

8.5.2.3 Règlement financier

Lorsque le règlement financier est de signe positif, le RPC verse le montant du règlement sur le fonds pour le règlement des écarts des RPC. Lorsque le règlement financier est de signe négatif, le RPC reçoit du fonds pour le règlement des écarts de RPC le montant du règlement.

Lorsque le règlement financier est versé par le RPC, RTE ou toute autre personne morale désignée à cet effet, envoie au RPC le montant du règlement financier en même temps que la notification du règlement financier. Les RPC versent les montants correspondants sur le fonds pour le règlement des écarts des RPC.

La somme des montants versés par le fonds pour le règlement des écarts des RPC ne peut être supérieure à la somme des montants effectivement versés par les RPC dont le règlement financier est positif pour cette année de livraison, conformément à l'article 7 du décret. Le cas échéant, les montants correspondant aux règlements financiers perçus par les RPC sont réduits de manière proportionnée de telle sorte que leur somme soit égale au montant disponible sur le fonds. Les RPC reçoivent du fonds pour le règlement des écarts des RPC les montants correspondants.

8.5.2.4 Règlements financiers versés par le RPC

Le RPC verse les montants correspondants sur le fonds pour le règlement des écarts des RPC au plus avant la Date limite des règlements financiers versés par les RPC suivant les modalités précisées dans le contrat RTE-RPC.

8.5.2.5 Règlements financiers perçus par le RPC

RTE, ou toute autre personne désignée à cet effet, verse aux RPC les montants dus au plus tard avant la date limite de recouvrement suivant les modalités précisées dans le contrat RTE-RPC.

8.5.2.6 Contestation du montant du règlement

Toute contestation du RPC, relative au montant du règlement, doit être notifiée à RTE, ou à toute autre personne désignée à cet effet, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes dues.

Toute contestation du règlement financier peut être effectuée dans un délai d'un Mois à compter de la date de Notification du règlement financier.

RTE s'engage à formuler une réponse par écrit dans un délai de trois semaines à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE s'engage à corriger le montant du règlement financier contesté.

A défaut d'accord, il est fait application des modalités de règlement des différents prévues dans le contrat RTE-RPC.

8.5.2.7 Défaut de paiement

En cas de défaut de paiement d'un RPC, le GR met en demeure sous 5 Jours l'Acteur Obligé concerné de procéder au paiement des sommes dues.

Tout retard de paiement donne lieu à l'application de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de quarante (40) euros prévue à l'article L. 441-3 du Code de commerce, sans préjudice de l'application des pénalités de retard.

8.5.3 Modalités de redistribution du solde du fonds

Le solde éventuel restant sur le fonds pour le règlement des écarts des RPC, qui n'est pas la propriété de RTE, est intégralement redistribué aux utilisateurs du RPT selon des modalités fixées par la CRE aux termes de l'article 14-IV du Décret.

9 VOLET ECHANGES ET REGISTRES

9.1 Modalités de gestion du registre des Garanties de Capacités [CRE]

Le registre des Garanties de Capacité pour une Année de livraison AL est ouvert au Début de l'Année de livraison AL-4.

RTE est administrateur du registre des Garanties de Capacité : il le gère et le tient à jour.

9.1.1 Comptes [CRE]

Chaque Partie suivante doit détenir un compte sur le registre des Garanties de Capacité :

- Acteur Obligé ;
- RPC ;
- Titulaire d'EDC ;
- tout autre acteur intervenant sur le marché (« acteur de marché »). Cet acteur peut être un Consommateur Final qui, sans être Acteur Obligé, acquiert des Garanties de Capacités pour ensuite les transférer sur le compte de son Acteur Obligé de type Fournisseur.

A chaque compte est associé un rôle : Acteur Obligé, RPC, Titulaire d'EDC ou acteur de marché.

Chaque compte recense le nombre de Garanties détenues par le titulaire du compte pour une Année de Livraison.

Le type d'unités détenues sur un compte est une Garantie de Capacité.

Une Garantie de Capacité a une valeur de 0,1 MW (un Niveau de Capacité Certifié égal à 0,1 MW équivaut en l'émission d'une Garantie pour l'EDC concernée).

Le solde du compte de l'Année de Livraison AL correspond au nombre de Garanties de Capacité à la Date Limite de Cession pour l'Année de Livraison AL.

9.1.2 Nature des Garanties de Capacité [CRE]

Une Garantie de Capacité est un instrument fongible dématérialisé qui est négociable.

Chaque Garantie de Capacité n'est valable que pour une Année de Livraison.

Une Garantie de Capacité présente sur un compte du registre pour l'Année de Livraison AL ne peut être transférée vers un compte du registre pour une Année de Livraison différente.

Le caractère dématérialisé des Garanties de Capacité implique que leur consignation dans le registre des Garanties de Capacité constitue une preuve suffisante, à première vue, du titre de propriété conféré.

Le titulaire de compte qui acquiert et détient de bonne foi une Garantie de Capacité devient propriétaire de cette Garantie, indépendamment de toute restriction dans le titre de propriété de la personne à l'origine de la Cession.

9.1.3 Titulaire de compte [CRE]

Un titulaire de compte est une personne morale.

Une personne morale peut être titulaire de plusieurs comptes.

A chaque compte est associé un unique titulaire de compte.

9.1.4 La gestion des comptes [CRE]

Le titulaire de compte est chargé d'ouvrir le compte, de gérer son état, de suspendre ou limiter l'accès au compte, de clôturer celui-ci, d'agréer les représentants autorisés, d'autoriser les modifications des données détaillées du compte qui requièrent son agrément, et de lancer les Cessions en provenance du compte.

Les comptes sont régis par les lois et relèvent de la juridiction française. Les unités qu'ils contiennent sont considérées comme étant situées sur le territoire français.

Les comptes sont dans l'un des états suivants : ouvert, bloqué, ou clôturé.

Aucun processus ne peut être lancé à partir d'un compte bloqué, sauf pour la restitution d'unités et la mise à Jour des données détaillées du compte.

Aucun processus ne peut être lancé à partir d'un compte clôturé. Un compte clôturé ne peut pas être rouvert et ne peut pas acquérir d'unités.

Une personne morale, titulaire de plusieurs comptes, doit utiliser des comptes distincts pour les opérations menées pour son compte propre de celles menées pour le compte de Tiers.

9.1.4.1 Ouverture de comptes [CRE]

La demande d'ouverture d'un compte dans le registre des Garanties de Capacité est présentée à RTE par le titulaire de compte potentiel. Ce dernier fournit les informations demandées par RTE, parmi lesquelles figurent au moins les informations suivantes :

- K-bis de la société (original ou copie) ;
- Copie de la carte d'identité ou du passeport de la personne physique qui sollicite l'ouverture de compte ;
- Déclaration sur l'honneur par un signataire autorisé de la société titulaire que la personne physique qui sollicite l'ouverture de compte fait partie du personnel de l'entreprise et est autorisé à agir en son nom sur le registre (original) ;
- Chaîne de pouvoirs d'un des représentants légaux de la société (présents sur le K-bis) autorisant le signataire de la déclaration sur l'honneur (original) ;
- Justificatif de domicile de la personne physique qui sollicite l'ouverture de compte (facture d'électricité, titre de propriété, quittance de loyer, taxe foncière ou taxe d'habitation, assurance du domicile) daté de moins de 3 mois ;
- Extrait de casier judicaire de la personne physique qui sollicite l'ouverture de compte daté de moins de 3 mois.

RTE peut exiger, comme condition préalable à l'ouverture d'un compte, que les titulaires de comptes potentiels aient leur résidence permanente dans un des Etats membres de l'Union européenne, de l'Espace Economique Européen ou de la Suisse.

RTE peut exiger, comme condition préalable à l'ouverture d'un compte sur le registre des Garanties de Capacité, que les titulaires de comptes potentiels soient immatriculés à la TVA au sein de l'Union européenne.

Dans les vingt (20) Jours ouvrables suivant la réception de l'ensemble des informations, RTE ouvre le compte dans le registre des Garanties de Capacité, ou informe le titulaire de compte potentiel de son refus d'ouvrir ce compte.

Tout Acteur Obligé, au titre des Règles, effectue une demande d'ouverture de compte au registre des Garanties de Capacité :

- pour les Fournisseurs n'étant pas en exercice à la parution des Règles : dans un délai d'un (1) Mois à compter de la signature d'un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé ;
- pour les Fournisseurs en exercice à la date de parution des Règles : dans un délai de huit Mois à compter du lendemain de la publication de l'arrêté portant approbation des Règles au Journal Officiel ;
- pour les Acheteurs de Pertes : dans un délai de huit Mois à compter du lendemain de la publication de l'arrêté portant approbation des Règles au Journal Officiel ;
- pour les Consommateurs Obligés : avant le début de la Période de Livraison.

Tout Exploitant de Capacité effectue une demande d'ouverture de compte au registre des Garanties de Capacité en même temps que la Demande de Certification.

Tout RPC effectue une demande d'ouverture de compte au registre des Garanties de Capacité dans le délai d'un Mois à compter de la signature du contrat RPC-RTE.

L'ouverture d'un compte pour une Année de Livraison AL peut se faire au plus tard avant le Début de Période de Livraison de l'Année de Livraison concernée.

9.1.4.2 Refus d'ouverture d'un compte [CRE]

RTE vérifie si les informations et documents fournis en vue de l'ouverture d'un compte sont complets, à Jour, exacts et véridiques.

RTE peut refuser d'ouvrir un compte :

- si les informations et les documents fournis sont incomplets, caducs, inexacts ou faux ;
- pour des motifs énoncés dans le droit national.

En cas de refus d'ouvrir un compte, RTE Notifie au demandeur les raisons de ce refus et en informe parallèlement la CRE.

9.1.4.3 Représentants autorisés par le titulaire [CRE]

Deux représentants autorisés par le titulaire, au moins, sont prévus pour chaque compte.

Des représentants autorisés disposant uniquement d'un accès en consultation aux comptes peuvent également être prévus.

9.1.4.4 Mise à Jour des informations relatives aux comptes et des informations relatives aux représentants autorisés [CRE]

Tous les titulaires de comptes informent RTE, dans les dix Jours ouvrables suivants, de toute modification apportée aux informations présentées en vue de l'ouverture d'un compte. En outre, les titulaires de comptes confirment tous les deux ans à RTE que les informations concernant leur compte sont complètes, à Jour et exactes.

Au moins une fois tous les trois ans, RTE vérifie que les informations présentées en vue de l'ouverture d'un compte sont toujours complètes, à Jour, exactes et véridiques, et le cas échéant demande au titulaire de compte de notifier toute modification qui s'avérerait nécessaire dans les plus brefs délais.

Un représentant autorisé ou un représentant autorisé supplémentaire ne peut transférer cette qualité à une autre personne.

Un titulaire de compte peut demander la révocation d'un représentant autorisé d'un compte. Dans les dix Jours ouvrables suivant la réception de la demande, RTE relève le représentant autorisé de ses fonctions.

9.1.4.5 Suspension de l'accès aux comptes [CRE]

RTE peut suspendre l'accès d'un représentant autorisé ou d'un représentant autorisé supplémentaire à tout compte du registre ou à des processus auxquels ce représentant autorisé aurait accès s'il estime que ce représentant autorisé :

- a tenté d'accéder à des comptes ou de lancer des processus pour lesquels il n'a pas reçu d'autorisation ; ou
- a tenté à plusieurs reprises d'accéder à un compte ou de lancer un processus en utilisant un nom d'utilisateur et un mot de passe incorrects ; ou
- a tenté de porter atteinte à la sécurité, à l'accessibilité, à l'intégrité ou à la confidentialité du registre des Garanties de Capacité ou des données qui y sont traitées ou stockées.

RTE peut suspendre l'accès de tous les représentants autorisés ou représentants autorisés supplémentaires d'un compte donné lorsque l'une des conditions suivantes est vérifiée :

- le titulaire du compte est décédé sans laisser de successeur légal ou a cessé d'exister en tant que personne morale ;
- le titulaire du compte n'a pas payé sa redevance ;
- le titulaire du compte ne s'est pas conformé aux conditions et modalités applicables au compte;
- le titulaire du compte n'a pas approuvé les modifications apportées aux conditions et modalités définies par RTE;
- le titulaire du compte n'a pas notifié les modifications apportées aux informations relatives au compte ou n'a pas fourni d'éléments probants concernant ces modifications ou concernant les nouvelles exigences en matière d'informations relatives au compte ;
- le titulaire du compte n'a pas conservé le nombre minimal requis de représentants autorisés pour le compte ;
- le titulaire du compte ne s'est pas conformé à l'exigence posée par RTE d'avoir un représentant autorisé ayant sa résidence permanente au sein de l'Union européenne, de l'Espace Economique Européen ou en Suisse.

RTE peut suspendre l'accès de tous les représentants autorisés ou représentants autorisés supplémentaires à un compte donné, ainsi que la possibilité d'engager des processus à partir de ce compte en vertu de dispositions du droit national poursuivant un objectif légitime et conformément à celles-ci.

RTE peut suspendre l'accès à un compte s'il estime que l'ouverture de ce compte aurait dû être refusée, ou que le titulaire du compte ne répond plus aux exigences requises pour l'ouverture du compte.

RTE lève immédiatement la suspension dès que la situation ayant donné lieu à la suspension est réglée.

RTE Notifie au titulaire dans les meilleurs délais la suspension de son accès aux comptes, et les raisons l'ayant amené à suspendre cet accès.

9.1.5 Interface avec une Plateforme d'Echange [CRE]

Les Plateformes d'Echange ont la possibilité de s'interfacer avec le registre des Garanties de Capacité selon des modalités qui sont définies entre RTE et ces Plateformes d'Echanges.

9.1.6 Echanges [CRE]

9.1.6.1 Emission et Suppression des Garanties de Capacité [CRE]

RTE peut émettre et supprimer des Garanties de Capacité dans le cadre de l'entrée en vigueur d'un Contrat de Certification, et du rééquilibrage d'une EDC :

- L'émission de Garanties résulte de l'entrée en vigueur d'un Contrat de Certification pour une Capacité pour une Année de Livraison donnée qui ne faisait pas l'objet antérieurement d'un Contrat de Certification pour cette même Année de Livraison, ou d'un rééquilibrage à la hausse d'une EDC. Lors de l'émission de Garanties, RTE délivre au Titulaire de l'EDC le montant de Garanties adéquat sur son compte.
- La suppression de Garanties résulte d'un rééquilibrage à la baisse d'une Capacité. La suppression des Garanties est effectuée à la suite de la restitution des Garanties de Capacité par le RPC auprès de RTE.

9.1.6.2 Propriété d'une Garantie de Capacité [CRE]

La propriété initiale d'une Garantie de Capacité résulte de son inscription, par RTE, au compte détenu par son titulaire.

Le changement de propriété d'une Garantie de Capacité résulte d'une Cession de la Garantie entre deux personnes morales. La Cession de la Garantie de Capacité ne peut être effective qu'à compter d'une date d mentionnée dans le contrat entre la Partie cédante et la Partie acquéreuse.

9.1.6.3 Cession de Garanties de Capacité [CRE]

La Cession de Garanties résulte de l'échange d'une Garantie entre deux titulaires de compte. Elle peut être de deux types :

- une Transaction de Garanties : il s'agit d'une Cession de Garanties de Capacité qui s'effectue à un prix convenu entre les titulaires de comptes.
- un Transfert de Garanties : il s'agit d'une Cession de Garanties de Capacité entre les titulaires de compte, mais non associée à un prix.

9.1.6.3.1 Demande de Cession de Garanties de Capacité [CRE]

Les titulaires des comptes de la Cession Notifient à RTE la demande de Cession, conjointement signée par la Partie cédante, et la Partie acquéreuse. Chacune des Parties doit être titulaire d'un compte au registre des Garanties de Capacité.

La demande de Cession est conjointement signée par chacun des titulaires de compte.

La demande de Cession de Garanties mentionnent notamment : le volume de Garanties, la date de la Cession, le type de Cession (Transfert ou Transaction), et le prix de la Cession - le cas échéant, s'il s'agit d'une Transaction.

La demande de Cession est Notifiée à RTE dès la conclusion du contrat entre les Parties, même si le changement de propriété de la (ou des) Garantie(s) de Capacité n'est effectif qu'à une date d.

Au plus tard 2 Jours après la Notification de la demande de Cession, RTE procède à l'ajout du montant Notifié au compte de la Partie acquéreuse et à son retrait au compte de la Partie cédante, à moins que cela soit impossible en raison de l'état du solde du compte source ou du compte de destination, ou de non-conformité de la demande de Cession (le cas échéant la Cession est réputée caduque).

Si la Cession n'est effective qu'à une date d alors la Cession est retranscrite dans le registre des Garanties de Capacité, qui indique que le transfert d'un compte à l'autre ne sera effectif qu'à compter de cette date d.

La demande conjointe de Cession de Garanties de Capacité pour une Année de Livraison AL est effectuée au plus tard avant la Date Limite de Cession de l'Année de Livraison AL.

9.1.6.3.2 Cessions de Garanties de Capacité impliquant une Chambre de Compensation [CRE]

On désigne dans la suite des Règles par « Chambre de Compensation » une institution agissant en tant que contrepartie centrale lors des échanges de Garanties de Capacité sur une Enchère Organisée par une Plateforme d'Echange au sens des présentes Règles.

La Chambre de Compensation organise la comptabilité des créances et des obligations, la livraison et le nantissement des échanges.

Le régime des Cessions de Garanties concernant une chambre de compensation fait l'objet d'un traitement spécifique convenu entre la Chambre de Compensation et RTE.

9.1.6.3.3 Transfert de Garanties de Capacité [CRE]

Une Cession de Garanties entre un RPC et un Titulaire d'une EDC rattachée à son Périmètre est un Transfert de Garanties.

Une Cession de Garanties entre un RPC et RTE dans le cadre d'un rééquilibrage à la hausse ou la baisse est un Transfert de Garanties :

- dans le cas d'un rééquilibrage à la baisse, le RPC restitue des Garanties de Capacité à hauteur du rééquilibrage à la baisse sur le compte de restitution géré par RTE par le Transfert de Garantie du montant adéquat ;
- dans le cas d'un rééquilibrage à la hausse, RTE délivre des Garanties par Transfert, à hauteur du rééquilibrage à la hausse sur le compte du RPC, au plus tard 5 Jours après signature du nouveau Contrat de Certification.

Plus généralement, une Cession de Garanties dont l'un des deux titulaires de compte parti à la Cession est RTE, en tant que Gestionnaire de Réseau, est un transfert de Garanties de Capacité.

De plus, toute Cession de Garantie issue d'un échange d'énergie emportant automatiquement la vente des Garanties de Capacité associées doit être considérée comme un Transfert de Garanties de Capacités. A la date d'entrée en vigueur de la Délibération de la CRE, sont considérées comme des Transferts de Garanties de Capacité à ce titre uniquement :

- les Transferts de Garanties de Capacité liés à la vente de produits long-terme adossés à des actifs de production ;
- les Transferts de Garanties de Capacité liés aux droits ARENH ;
- les Transferts de Garanties de Capacité liés à la fourniture Exeltium ;
- les Transferts de Garanties liés au tarif de cession des ELD.

Cette liste peut être adaptée, sur proposition de RTE, par une nouvelle délibération de la CRE.

9.1.6.3.4 Transaction de Garanties de Capacité [CRE]

Toute Cession de Garanties de Capacité qui n'est pas un Transfert de Garanties de Capacité est une Transaction de Garanties de Capacité.

En particulier les Cessions de Garanties de Capacité internes à un Acteur Intégré au sens des Règles sont des Transactions de Garanties de Capacité. Ces Cessions internes doivent s'effectuer à un prix représentatif des prix issus des Enchères, au sens de l'article 7.12.1. A cet effet, si le prix issu d'une (ou des) Enchère(s) pour une Année de Livraison donnée n'est pas connu à la date de la cession interne, les Acteurs Intégrés peuvent déclarer dans le registre des Garanties de Capacité un prix indexé sur le prix des Enchères ou sur le PRM avant que la valeur précise du PRM ne soit officiellement fixée par la CRE.

9.1.6.4 Annulation de processus finalisés engagés par erreur [CRE]

Si un titulaire de compte effectue, accidentellement ou par erreur, une des opérations de Cession possibles sur le registre des Garanties de Capacité (restitution, délivrance, allocation...), le titulaire du compte peut proposer à RTE, de procéder à l'annulation de l'opération finalisée. La demande est dûment signée par le ou les représentants autorisés du titulaire de compte qui sont habilités à engager le type d'opération à annuler, et est postée dans les cinq Jours ouvrables suivant la finalisation du processus. Elle contient une déclaration indiquant que l'opération a été engagée accidentellement ou par erreur.

Si RTE accepte la demande, il peut proposer l'annulation de l'opération dans le registre des Garanties de Capacité.

Si RTE a engagé accidentellement ou par erreur l'une des opérations, il peut proposer à RTE, par demande écrite, de procéder à l'annulation de l'opération finalisée. La demande contient une déclaration indiquant que l'opération a été engagée accidentellement ou par erreur.

RTE peut proposer l'annulation des Cessions suivantes : émission, délivrance, restitution, suppression de Garanties de Capacité.

9.1.7 Exigences techniques applicables au système de registres [CRE]

9.1.7.1 Accès aux comptes du registre des Garanties de Capacité [CRE]

Les représentants des comptes accèdent à leurs comptes dans le registre des Garanties de Capacité par la zone sécurisée du registre des Garanties de Capacité. RTE s'assure que la zone sécurisée du site web du registre des Garanties de Capacité est accessible sur Internet. Le site web du registre des Garanties de Gapacité est disponible en français et en anglais.

Les communications entre les représentants autorisés et la zone sécurisée du registre des Garanties de Capacité sont cryptées, conformément aux règles de sécurité décrites dans les spécifications techniques pour l'échange des données.

RTE prend toutes les mesures nécessaires pour empêcher tout accès non autorisé à la zone sécurisée du site web du registre des Garanties de Capacité.

Si la sécurité des justificatifs d'identité d'un représentant autorisé ou d'un représentant autorisé supplémentaire est compromise, le représentant autorisé ou le représentant autorisé supplémentaire suspend immédiatement l'accès au compte concerné, en informe RTE et réclame le remplacement de ces données.

9.1.7.2 Authentification et autorisation des représentants autorisés dans le registre des Garanties de Capacité [CRE]

Le registre des Garanties de Capacité délivre à chaque représentant autorisé et à chaque représentant autorisé supplémentaire un nom d'utilisateur et un mot de passe permettant de les authentifier pour qu'ils puissent accéder au registre.

Un représentant autorisé ou un représentant autorisé supplémentaire a uniquement accès aux comptes du registre des Garanties de Capacité pour lesquels il est autorisé, et peut uniquement demander le lancement des processus qu'il est habilité à lancer. Cet accès ou cette demande s'effectuent par une zone sécurisée du site web du registre des Garanties de Capacité.

Outre le nom d'utilisateur et le mot de passe, une authentification secondaire est prévue pour l'accès au registre des Garanties de Capacité.

RTE peut considérer qu'un utilisateur qui a été authentifié par le registre des Garanties de Capacité est bien le représentant autorisé ou le représentant autorisé supplémentaire enregistré à l'aide des justificatifs d'identité fournis, à moins que le représentant autorisé ou le représentant autorisé supplémentaire n'avertisse RTE que la sécurité de ses justificatifs d'identité est compromise et réclame leur remplacement.

Le représentant autorisé prend toutes les mesures nécessaires pour éviter la perte, le vol ou la falsification de ses justificatifs d'identité. Il informe immédiatement RTE en cas de perte, de vol ou de falsification de ses justificatifs d'identité.

9.1.8 Archives, rapports, confidentialité et redevances [CRE]

9.1.8.1 Archives [CRE]

Le registre des Garanties de Capacité conserve les archives relatives à tous les processus, aux données du Journal et aux titulaires de comptes pendant quinze ans ou aussi longtemps que des questions de mise en œuvre y ayant trait restent pendantes.

9.1.8.2 Rapports [CRE]

RTE met à la disposition des destinataires autorisés les informations prévues d'une manière transparente et organisée.

9.1.8.3 Publicité et confidentialité [CRE]

L'ensemble des informations relatives aux Cessions de Garanties de Capacité, hormis l'identité des deux titulaires de compte concernés par l'échange, sont rendues publique par la CRE ou RTE. En particulier, les prix et les volumes associés à l'ensemble des transactions de Garanties de Capacité (au sens des Règles) sont rendus publics par la CRE.

Les informations concernant les avoirs de tous les comptes, l'identité des titulaires de compte associés aux différentes Cessions de garanties de capacité,le code unique d'identification d'unité des Garanties de Capacité et la valeur numérique unique du numéro de série détenus ou concernés par une Cession sont considérées comme confidentielles.

Les entités suivantes peuvent obtenir les données confidentielles conservées dans le registre des Garanties de Capacité :

a) les services chargés de faire appliquer la loi et les autorités fiscales des Titulaires ;

b) RTE ;

c) la Cour des comptes ;

d) la CRE.

9.1.8.4 Frais liés au Registre des Garanties de Capacité [CRE]

La couverture des coûts exposés par RTE pour sa mission de teneur de registre est assurée par des frais à la charge des titulaires des comptes.

RTE fixe chaque année, au plus tard le 31 décembre, après avis de la CRE, le montant des frais applicables pour l'année à venir.

Ces montants peuvent être fixes ou variables. Un montant forfaitaire minimum pourra être appliqué.

Les titulaires de comptes ouverts dans le registre des Garanties de Capacité sont informés du tarif en vigueur par le site du registre.

Le montant des frais applicable sera défini hors taxes. RTE établira des factures à l'attention des titulaires de comptes, libellées en Euro, avec application du taux de TVA en vigueur à la date d'émission de la facture.

Les montants facturés sont dus par les titulaires dans un délai de 30 Jours.

Le non-paiement de ces frais dans les délais prévus par le Contrat d'accès au registre des Garanties de Capacité peut, à la discrétion de RTE, être sanctionné par le blocage du compte du titulaire ouvert dans le registre des Garanties de Capacité. Tout retard de paiement donne lieu à l'application de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de quarante (40) euros prévue à l'article L. 441-6 du Code de commerce, sans préjudice de l'application des pénalités de retard.

9.2 Modalités de gestion du registre des Capacités certifiées [CRE]

Le registre des Capacités certifiées pour une Année de Livraison AL est ouvert au Début de la l'Année de Livraison AL-4.

RTE met à Jour le registre des Capacités certifiées à la suite :

- de la signature d'un nouveau Contrat de Certification ;
- de la déclaration de paramètres informatifs d'évolution (article 7.6.1).

9.3 Modalités de gestion du registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe [CRE]

En application de l'article 18-II du Décret, il est institué un registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe. Ce registre liste par Année de Livraison les mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe déclarées par les Fournisseurs et les Consommateurs.

Il est rendu disponible via le site Internet de RTE.

Le Fournisseur ou le Consommateur qui met en place une action de maitrise de la demande à la pointe pour une Année de Livraison donnée a pour obligation de la déclarer à RTE.

Le registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe pour une Année de Livraison AL est ouvert au Début de l'Année de Livraison AL-4.

Le Fournisseur ou Consommateur doit déclarer ces mesures à trois échéances : première déclaration avant le 15 décembre de l'Année de Livraison AL-1, deuxième déclaration avant le 31 août de l'Année de Livraison AL ; seconde déclaration après le 1er juin de l'Année AL+1 et avant la Date Limite de Cession.

Le Fournisseur, ou Consommateur déclare lors de la première déclaration à venir :

- les Années de Livraison concernées ;
- la réduction de puissance attendue sur la Période de Livraison concernée ;
- les caractéristiques de ces actions de maitrise de la demande (modalités d'activation, méthodologie…).

Le Fournisseur, ou Consommateur déclare lors de la seconde déclaration :

- le volume d'actions de maitrise de la demande, en termes de disponibilité, sur la période de livraison échue ;
- le volume d'actions de maitrise de la demande, en termes d'activation, sur la période de livraison échue.

RTE met à Jour le registre des mesures visant à maîtriser la consommation avec les différentes déclarations complètes reçues des Fournisseurs.

Les modalités de publication de ce registre sont précisées à l'article 10.1.4.

10 VOLET TRANSPARENCE

10.1 Publications de Prévisions pour une Année de Livraison [CRE]

10.1.1 Niveau de global de Garanties de Capacité [CRE]

RTE publie, au plus tard le 1er janvier de l'année AL-4 pour l'Année de Livraison AL, les prévisions relatives au niveau global de Garanties de Capacité permettant de satisfaire l'Obligation de Capacité de tous les Acteurs Obligés pour AL. Ces prévisions d'AL sont réactualisées tous les ans, les réactualisations étant publiées avant : le 1er janvier de l'année AL-3, le 1er janvier de l'année AL-2, le 1er janvier de l'année AL-1 et le 1er janvier de l'année AL.

10.1.2 Paramètres de la certification et de l'obligation [CRE]

RTE publie, avant le 1er janvier de l'année AL-4 pour l'Année de Livraison de l'année AL:

- la Température Extrême de Référence ;
- le Coefficient de Sécurité ;
- la Puissance Moyenne Seuil ;
- les Abaques de Kh et de Kj ;
- les coefficients $C_{Filière}$;
- les coefficients C ;
- les paramètres du Tunnel de Certification ;
- le Seuil Global ;
- le Seuil du Rééquilibrage ;
- le Seuil des Ecarts ;
- le Coefficient k du Règlement des Ecarts.

10.1.3 Données liées au registre de Capacités certifiées [CRE]

A compter d'avril 2015, RTE publie quotidiennement sur le site Internet de RTE le registre des Capacités certifiées pour les Années de Livraison AL, AL+1, AL+2, AL+3.

Le registre des Capacités certifiées précise les caractéristiques, pour une Année de Livraison :

- de chaque EDC pour les EDC supérieures à 100 MW ;
- de manière agrégée par Filière pour les EDC inférieures à 100 MW.

Les caractéristiques précisées dans le registe des Capacités certifiées comprennent notamment, par EDC :

- la date de certification ;
- le Niveau de Capacité Certifié à date ;
- le Niveau de Capacité Certifié prévisionnel compte tenu des demandes de rééquilibrage en cours d'instruction ;

- les valeurs des paramètres de certification à date, et les valeurs des paramètres de certification précédents, le cas échéant ;
- le Niveau de Capacité Certifié des deux Années de Livraison échues, le cas échéant ;
- le Niveau de Capacité Effectif des deux Années de Livraison échues, le cas échéant ;
- Les valeurs des paramètres de certification informatifs à date, suite à une déclaration d'évolution des paramètres ;
- le RPC auquel l'EDC est rattachée.

Le registre des Capacités certifiées précise la liste des Capacités de Production Existantes non Certifiées à date. Le registre des Capacités certifiées est mis à Jour quotidiennement.

10.1.4 Données liées au registre des mesures visant à maîtriser la consommation [CRE]

A compter de novembre 2014, puis chaque Mois jusqu'au Mois précédent le premier Mois de la Période de Livraison, RTE publie sur son site Internet le registre des mesures visant à maîtriser la consommation, qui précise le niveau global d'actions de maîtrise de la demande déclarées, lors de la première déclaration, pour les Années de Livraison AL, AL+1, AL+2, AL+3.

10.2 Publications de Réalisations d'une Année de Livraison

10.2.1 Signal PP1

10.2.1.1 Signal définitif

RTE publie le signalement d'un Jour de PP1 la vielle du Jour concerné à 9h30.

10.2.1.2 Informations prévisionnelles

RTE peut publier des informations prévisionnelles relatives à la Période de Pointe PP1 pour le Jour J, en J-1 avant le signal définitif conforme à l'article 10.2.1.1.

10.2.2 Signal PP2

10.2.2.1 Signal définitif

RTE publie le signalement d'un Jour de PP2 la vielle du Jour concerné à 9h30 pour les Jours PP2 étant aussi des Jours de PP1, et au plus tard à 19h pour les Jours de PP2 hors PP1.

10.2.2.2 Informations prévisionnelles

RTE peut publier des informations prévisionnelles relatives à la Période de Pointe PP2 pour le Jour J, en J-1 avant le signal définitif conforme à l'article 10.2.1.1.

10.3 Publication sur les Années de Livraison échues

Pour s'assurer du bon fonctionnement du Mécanisme et du bon dimensionnement des paramètres au regard des signaux véhiculés par le dispositif, RTE analysera et publiera pour les Années de Livraison échues :

- des informations sur les Niveaux de Capacité Certifiés des EDC présentes au registre des rapacités Certifiées ;
- des informations sur les Niveaux de Capacité Effectifs prévisionnels des EDC présentes au registre des Capacités certifiées ;
- des rééquilibrages effectués par les EDC durant le premier Exercice du Mécanisme ;
- des déclarations d'évolutions effectuées par les Exploitant durant le premier Exercice du Mécanisme ;

RTE publie les analyses d'une Année de Livraison AL échue avant le début de l'Année de Livraison AL+2.

10.4 Publication via la CRE

10.4.1 Prix de Référence d'une Année de Livraison

Le prix de référence Prm_{AL} est publié selon des modalités prévues par la CRE, en application de l'article 23 du Décret.

10.4.2 Prix Administré d'une Année de Livraison

Le prix administré $Padm_{AL}$ est publié selon des modalités prévues par la CRE, en application de l'article 23 du Décret.

10.5 Rapport sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme

10.5.1 Réalisation d'études portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme

RTE réalise des études portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme. Ces études alimentent un rapport portant notamment sur les perspectives d'évolution de la prise en compte de l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens et sur les propositions d'améliorations du fonctionnement du Mécanisme de Capacité. Ces travaux sont communiqués à la CRE, au ministre chargé de l'énergie et aux acteurs de marché (conformément à l'article 10.5.2).

10.5.2 Publication portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme

RTE publie le rapport des travaux portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme prévu à l'article 10.5.1.

10.6 Publications relatives à l'Obligation de Capacité

RTE publie sur son site Internet des résultats de simulations de calcul de l'Obligation de Capacité pour des profils types de consommation. Ces simulations sont effectuées à l'aide d'un outil de calcul développé par RTE. Les résultats de ces simultations ne sont pas engageants et ne sont publiés qu'à titre indicatif.

ANNEXE 1. METHODE DE CALCUL DU GRADIENT D'UN ACTEUR OBLIGE

1.1 Principe

Le Gradient est une chronique de valeurs en MW/°C à un Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL, associée à un couple de deux chroniques : (i) une Courbe de Charge Chro_Pui_AL à un Pas Demi Horaire, sur une Année de Livraison AL et (ii) une chronique de Température France Lissée d'une Année de Livraison AL.

La méthode de calcul d'un Gradient détaille les étapes de son calcul pour une Courbe de Charge initiale théorique. La méthode est ensuite applicable, pour une Année de Livraison AL donnée, à une Courbe Charge de même nature : chronique de valeurs demi-horaires sur l'Année de Livraison AL.

1.2 Méthode de calcul d'un Gradient associé à une Courbe de Charge donnée

1.2.1 Température Seuil

La Température Seuil associée à une Année de Livraison AL est égale à la valeur de la Température Seuil par application de l'Annexe F-M3-III du chapitre F de la Section 2 des Règles MA-RE en vigueur en Début de Période de Livraison.

1.2.2 Chronique de Variation de Puissance ou ΔP d'une Chronique de Puissance Chro_Pui_AL

Soit Chro_Pui_AL[i,j] une chronique de valeurs de puissances à un Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL tel que :

- i est le Pas Demi Horaire du Jour j (i=1 à 48 ; i=1 correspond au pas « 0H00m00s ») ;
- j est le Jour de l'Année de Livraison AL. Si l'Année de Livraison AL est bissextile : j=1 à 366. Si l'Année de Livraison AL n'est pas bissextile : j=1 à 365.

La Chronique de Variation de Puissance ΔP_Chro_Pui_AL[i,j] de la chronique Chro_Pui_AL[i,j] est une chronique de valeurs à Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL.

Pour une Heure i, d'un Jour j (à partir de j=8), de l'Année de Livraison AL : ΔP_Chro_Pui_AL[i,j] = Chro_Pui_AL[i,j] - Chro_Pui_AL[i,j-7].

1.2.3 Chronique de Variation de Température ou ΔT d'une Chronique de Température Chro_T_AL

Soit Chro_T_AL[i,j] une chronique de valeurs de températures à un Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL tel que :

- i est le Pas Demi Horaire du Jour j (i=1 à 48 ; i=1 correspond au pas « 0Hoom00s ») ;
- j est le Jour de l'Année de Livraison AL. Si l'Année de Livraison AL est bissextile : j=1 à 366. Si l'Année de Livraison AL n'est pas bissextile : j=1 à 365. Pour l'Année de Livraison AL, Chro,T,AL[i,j]=$TFLs_{AL}$[i,j]. $TFLs_{AL}$ est la Température France Lissée seuillée de AL, calculée conformément à l'Annexe 2.

La Chronique de Variation de Température ΔT_Chro_T_AL[i,j] de la chronique Chro_T_AL[i,j] est une chronique de valeurs à Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL.

Pour une Heure i, d'un Jour j (à partir de j=8), de l'Année de Livraison AL : ΔT_Chro_T_AL[i,j] = Chro_T_AL[i,j] - Chro_T_AL[i,j-7]

1.2.4 Référentiel de Points retenus pour le calcul du Gradient

Soit Chro_Pui_AL[i,j] une chronique de valeurs de puissances à un Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL et Chro_T_AL[i,j] une chronique de valeurs de températures à un Pas Demi Horaire sur une Année de Livraison AL.

Soit ΔP_Chro_T_AL[i,j] et ΔT_Chro_T_AL[i,j], calculés conformément aux articles 1.2.2 et 1.2.3 de la présente Annexe.

Soit l'ensemble des pas [i,j] non représentatifs du Gradient (l'ensemble est noté NR). Pour tout i, pour tout j, [i,j] est dans NR si et seulement si :

- j est un Jour férié de l'Année de Livraison AL ;
- j -7 est un Jour férié de l'Année de Livraison AL ;
- j appartient à la plage des vacances scolaires de Noël de l'Année de Livraison AL telle que définie dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire national en vigueur ;
- j-7 appartient à la plage des vacances scolaires de Noël de l'Année de Livraison AL telle que définie dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire national en vigueur.

Soit ΔP_Chro_T_AL_HorsNR[i,j] et ΔT_Chro_T_AL_HorsNR[i,j] les chroniques calculées conformément aux dispositions des articles 1.2.2 et 1.2.3 de la présente Annexe, excluant les points de NR tels que définis.

1.2.5 Régression Linéaire

Pour tout i de 1 à 48 de l'Année de Livraison AL, une régression linéaire (de type y= ax +b avec b=0) des points : ΔP_Chro_T_AL_HorsNR[i,j], ΔT_Chro_T_AL_HorsNR[i,j])j, on obtient une droite d'équation y,i=a,ix.

Alors a,i est le Gradient horaire de la demi-Heure i de l'année AL, associé à la chronique de puissance Chro_Pui_AL[i,j]. Pour chaque demi-Heure i, a.i peut être calculé avec la formule suivante :

$$a_i = \frac{\sum_j \Delta P_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}} \times \Delta T_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}}}{\sum_j \Delta T_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}} \times \Delta T_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}}}$$

La Chronique de Puissance Chro_Pui_AL[i,j] a 48 Gradients horaires pour l'Année de Livraison AL.

ANNEXE 2. METHODE DE LISSAGE DE LA TEMPERATURE

2.1 Principe

Le calcul de l'Obligation prend en compte, notamment, le retraitement des chroniques de puissance. Ce retraitement se fonde sur l'écart entre la Température France Lissée Seuillée et la Température Extrême de l'Année de Livraison considérée.

La Température France Lissée est calculée conformément à l'Annexe F-M3 des Règles MA-RE.

La Température France Lissée est ensuite seuillée à une Température Seuil.

La Température France Lissée seuillée d'une Année de Livraison AL est ensuite utilisée dans le calcul de l'Obligation.

2.2 Méthode de lissage de la Température

2.2.1 Température France Lissée

La Température France Lissée T_{FL} est calculée conformément à l'Annexe F-M3, article II, des Règles MA-RE.

2.2.2 Température France Lissée seuillée

La Température France Lissée seuillée est ensuite déterminée par la formule suivante :

$$TFLs(h,j,n) = min(TFL(h,j,n), T_{seuil})$$

Avec T_{seuil}, la Température Seuil par application de l'Annexe F-M3-III du chapitre F de la Section 2 des Règles MA-RE en vigueur en Début de Période de Livraison.

ANNEXE 3. ACCORD DE RATTACHEMENT D'UN CONSOMMATEUR A UN ACTEUR OBLIGE

ENTRE

AAAA [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de _____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], identifié par le code [indiquer le code EIC], en sa qualité d'Acteur Obligé, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

BBBB [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité de Consommateur, représentée par Mme/M _____ [indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

D'AUTRE PART,

ou par défaut, ci-après dénommés individuellement une « Partie », ou conjointement les « Parties »,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

[Cocher la mention choisie]

□ le Site de Soutirage de _____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes], pour lequel BBBB est titulaire d'un CARD ou CART n° _____ avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/201…[indiquer la date].

□ le Site de Soutirage_____ [indiquer le nom etl'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes] raccordé au client de tête _____ [indiquer le titulaire du CARD ou CART], pour lequel BBBB est titulaire d'un Contrat de Service de Décompte n° _____ [rayer la mention inutile] avec le Gestionnaire de Réseau en date du /…/201… [indiquer la date].

va être rattaché au Périmètre de AAAA à compter du ../…/201… [indiquer la date].

Toute demande de mise à Jour de ces éléments devra être transmise préalablement par le Consommateur a son Fournisseur, y compris dans le cadre d'une modification d'un Contrat de Service de Décompte.

Le présent Accord de Rattachement est conclu pour une durée indéterminée. Il peut être dénoncé à tout moment par chacune des Parties, suivant les conditions et modalités prévues à l'article 5 des Règles.

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA Pour BBBB

A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

Annexe : Document contractuel attestant du rattachement Fournisseur Consommateur, et mentionnant notamment la date de rattachement.

Le présent accord pourra être effectué via l'espace personnalisé sur le site Internet de RTE pour les Sites de Soutirage raccordés au RPT.

ANNEXE 4. DECLARATION DE RETRAIT D'UN CONSOMMATEUR DU PERIMETRE D'UN ACTEUR OBLIGE

Je soussigné _____ [mentionner le prénom et le nom de la personne],_____ [mentionner la fonction de la personne], Représentant dûment habilité(e) à cet effet de la société _____ [indiquer la forme sociale] AAAA au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], identifié par le code [indiquer le code EIC], en sa qualité d'Acteur Obligé, titulaire de l'identifiant N° _____ [indiquer le numéro d'identification notifié à la demande d'ouverture de périmètre],

Notifie au Gestionnaire de Réseau, conformément à l'article 5 des Règles, que :

[Cocher la mention choisie]

□ le Site de Soutirage de _____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes], pour lequel BBBB est titulaire d'un CART ou d'un CARD n° _____ avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/201…[indiquer la date].

□ le Site de Soutirage_____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes] raccordé au client de tête _____ [indiquer le titulaire du CART ou du CARD], pour lequel BBBB est titulaire d'un Contrat de Service de Décompte n° _____ [rayer la mention inutile] avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/201… [indiquer la date].

ne sera plus rattaché à mon Périmètre d'Acteur Obligé à compter du ../…/201… [indiquer la date].

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

Le présent accord pourra être effectué via l'espace personnalisé sur le site Internet de RTE pour les Sites de Soutirage raccordés au RPT.

ANNEXE 5. ACCORD DE RATTACHEMENT D'UN ACHETEUR DE PERTES A UN PERIMETRE D'ACTEUR OBLIGE

ENTRE

AAAA [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de _____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], identifié par le code [indiquer le code EIC] en sa qualité d'Acteur Obligé, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

BBBB [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité d'Acheteur de Pertes, représentée par Mme/M _____ [indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

D'AUTRE PART,

ou par défaut, ci-après dénommés individuellement une « Partie », ou conjointement les « Parties »,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

[Cocher la mention choisie]

□ l'Acheteur pour pertes _____ [indiquer le nom et l'adresse], va être rattaché au Périmètre de AAAA à compter du ../…/201… [indiquer la date].

Le présent Accord de Rattachement est conclu pour une durée indéterminée.

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANNEXE 6. DECLARATION DE RETRAIT D'UN ACHETEUR DE PERTES DU PERIMETRE D'UN ACTEUR OBLIGE

Je soussigné _____ [mentionner le prénom et le nom de la personne],_____ [mentionner la fonction de la personne], Représentant dûment habilité(e) à cet effet de la société _____ [indiquer la forme sociale] AAAA au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], identifié par le code [indiquer le code EIC], en sa qualité d'Acteur Obligé, titulaire de l'identifiant N° _____ [indiquer le numéro d'identification notifié à la demande d'ouverture de périmètre]

Notifie au Gestionnaire de Réseau, conformément à l'article 5 des Règles, que :

□ l'Acheteur de Pertes _____ [indiquer le nom et l'adresse], ne sera plus rattaché à mon Périmètre de Fournisseur à compter du ../…/201… [indiquer la date].

Fait, à ……., le …/…/20….

Pour AAAA

Nom :

Signature :

ANNEXE 7. DECLARATION DE TRANSFERT D'OBLIGATION D'UNE ELD VERS UNE AUTRE ELD

ENTRE

AAAA [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de _____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité d' ELD, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

BBBB [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité d'Acheteur de Pertes, représentée par Mme/M _____ [indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

D'AUTRE PART,

ou par défaut, ci-après dénommés individuellement une « Partie », ou conjointement les « Parties »,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

[Cocher la mention choisie]

□ L'ELD AAAA _____ [indiquer le nom et l'adresse], transfère son obligation à l'ELD BBBB [indiquer le nom et l'adresse].

Le présent Accord de Rattachement est conclu pour une durée indéterminée à compter du ../…/201… [indiquer la date].

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANNEXE 8. DECLARATION DE RATTACHEMENT DE BLOCS VERS UN SITE DE SOUTIRAGE ENTRE UN FOURNISSEUR ET UN CONSOMMATEUR

ENTRE

AAAA [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de _____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité de Fournisseur, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

BBBB [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité de Consommateur, représentée par Mme/M _____ [indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

D'AUTRE PART,

ou par défaut, ci-après dénommés individuellement une « Partie », ou conjointement les « Parties »,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

[Cocher la mention choisie]

□ Le Bloc rattaché au Site du Consommateur et au Fournisseur conformément à la Notification prévue à la Section 3 des Règles MA-RE, puis à l'article C.9 de la Section 2 des règles relative au dispositif de responsable d'équilibre, en vigueur est attribué au Consommateur pour le calcul de son Obligation.

□ Le Bloc rattaché au Site du Consommateur et au Fournisseur conformément à la Notification prévue à la Section 3 des Règles MA-RE, puis à l'article C.9 de la Section 2 des règles relative au dispositif de responsable d'équilibre, en vigueur est attribué au Fournisseur pour le calcul de son Obligation.

La présente déclaration de Rattachement est conclue pour une durée indéterminée. Elle peut être dénoncée à tout moment par chacune des Parties, suivant les conditions et modalités prévues dans les Règles.

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANNEXE 9. ACCORD DE RATTACHEMENT D'UNE ENTITE DE CERTIFICATION A UN PERIMETRE DE CERTIFICATION

AAAA [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de _____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité d'Exploitant de Capacité, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

BBBB [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], en sa qualité de Responsable de périmètre de Certification, représentée par Mme/M _____ [indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

D'AUTRE PART,

ou par défaut, ci-après dénommés individuellement une « Partie », ou conjointement les « Parties »,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

L'EDC de _____ [indiquer la référence], pour lequel AAAA est titulaire du Contrat de Certification n° _____ avec RTE date du …/…/201…[indiquer la date], et pour lequel AAAA est titulaire du contrat GRD-Exploitant n° _____ avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/201…[indiquer la date],

va être rattaché au Périmètre de Certification de BBBB à compter du ../…/201… [indiquer la date].

Toute demande de mise à Jour de ces éléments devra êtr**e** transmise préalablement par l'Exploitant de Capacité au Responsable de Périmètre de Certification, y compris dans le cadre d'une modification d'un Contrat de Service de Décompte.

Le présent Accord de Rattachement est conclu pour une durée indéterminée. Il peut être dénoncé à tout moment par chacune des Parties, suivant les conditions et modalités prévues dans les Règles.

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

Le présent accord pourra être effectué via l'espace personnalisé sur le site Internet de RTE pour les EDC raccordées au RPT.